
TransCanada affiche de solides résultats au troisième trimestre grâce à ses trois entreprises essentielles

La société annonce de nouveaux projets d'investissement de 4,7 milliards de dollars

CALGARY (Alberta) – **Le 4 novembre 2014** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du troisième trimestre de 2014 s'était chiffré à 457 millions de dollars (0,64 \$ par action) comparativement à 481 millions de dollars (0,68 \$ par action) pour la même période en 2013. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2014, soit 450 millions de dollars (0,63 \$ par action), se compare à 447 millions de dollars (0,63 \$ par action) pour la même période l'exercice précédent. Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré un dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2014, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,92 \$ par action ordinaire.

« Nos trois entreprises essentielles ont généré des bénéfices et des flux de trésorerie solides pendant le trimestre, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Les apports de nouveaux actifs comme le prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe et le prolongement de Tamazunchale au Mexique ainsi que les résultats solides de Bruce Power montrent les avantages de posséder un portefeuille diversifié et croissant d'actifs pipeliniers et énergétiques. Nous sommes également heureux d'avoir annoncé de nouveaux projets d'investissement de 4,7 milliards de dollars additionnels, mettant en évidence les occasions de croissance organique qui sont liées à notre réseau d'actifs sans pareil. »

Depuis le début de 2014, nous avons réalisé le montage de projets d'investissement de 6,6 milliards de dollars liés à nos gazoducs réglementés au Canada. Il s'agit notamment de 2,7 milliards de dollars en nouveaux investissements dans le réseau de NGTL, d'expansions et de modifications d'installations de 2 milliards de dollars en Ontario, sur notre réseau principal au Canada, et du projet de canalisation principale Merrick de 1,9 milliard de dollars annoncé précédemment. Grâce à ces ajouts, notre programme d'investissement comprend maintenant des projets garantis sur le plan commercial se chiffrant à 46 milliards de dollars, dont la majeure partie s'appuie sur des contrats à long terme ou des modèles d'affaires axés sur les coûts de service. Ce portefeuille de croissance comprend 24 milliards de dollars en pipelines de liquides, 20 milliards de dollars en gazoducs et 2 milliards de dollars en installations de production d'électricité. Nous continuons à faire progresser cette liste d'initiatives de croissance sans précédent, dont un grand nombre suivent le cours de leurs processus de réglementation respectifs. Durant le reste de la décennie, si nous obtenons les approbations requises, ce portefeuille d'infrastructures énergétiques sous contrat de premier ordre devrait nous assurer une croissance durable appréciable de notre bénéfice, de nos flux de trésorerie et de nos dividendes.

Le 1^{er} octobre 2014, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline LLC (« Bison ») à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP (la « société en commandite ») pour une contrepartie en espèces de 215 millions de dollars US. Cette transaction souligne notre engagement ferme à nous dessaisir de nos actifs subsistants dans les gazoducs aux États-Unis en faveur de la société en commandite de manière plus importante et plus fréquente au cours des trimestres et des exercices à venir. Cela nous permettra de bénéficier d'importants produits en espèces, et c'est un élément important pour financer notre portefeuille de croissance sans précédent, tout en rehaussant la taille et la diversité des actifs de la société en commandite et en la positionnant pour une croissance future visible et de premier ordre.

Pour l'avenir, nos actifs actuels et notre solidité financière nous positionnent bien pour assurer une valeur appréciable à long terme à nos actionnaires par le truchement de la mise en œuvre de notre programme d'investissement unique et de notre engagement à évaluer continuellement notre approche quant à l'affectation des capitaux.

Points saillants

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

- Résultats financiers du troisième trimestre
 - Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 457 millions de dollars (0,64 \$ par action)
 - Résultat comparable de 450 millions de dollars (0,63 \$ 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 1,1 milliard de dollars
- Dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2014
- Dépôt des demandes réglementaires auprès de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») concernant le projet Énergie Est, un oléoduc d'une valeur de 12 milliards de dollars, et pour le projet du réseau principal de l'Est chiffré à 1,5 milliard de dollars, le 30 octobre 2014
- Annonce de projets d'expansion additionnels de 2,7 milliards de dollars sur le réseau de NGTL
- Signature de nouveaux contrats de transport sur de courtes distances sur le réseau principal au Canada nécessitant l'aménagement de nouvelles installations ou des modifications aux installations existantes totalisant 500 millions de dollars
- Approbation réglementaire reçue en juillet relativement au projet pipelinier Northern Courier de 800 millions de dollars
- Conclusion de l'achat de 181 millions de dollars de trois autres installations de production d'énergie solaire en Ontario à la fin septembre
- Approbation réglementaire reçue en octobre relativement au projet pipelinier Grand Rapids de 1,5 milliard de dollars
- Avancement de la stratégie de la société en commandite principale avec le dessaisissement de la participation résiduelle de 30 % dans Bison pour 215 millions de dollars US

Comparativement au chiffre inscrit pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du trimestre clos le 30 septembre 2014 a diminué de 24 millions de dollars pour se chiffrer à 457 millions de dollars (0,64 \$ par action); il tient compte, pour les deux exercices, des gains et des pertes non réalisés liés aux changements dans certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2014, à 450 millions de dollars (0,63 \$ par action), se compare aux 447 millions de dollars (0,63 \$ par action) relatifs à la même période en 2013. Les résultats supérieurs obtenus par Keystone, les pipelines au Mexique et les installations énergétiques aux États-Unis ont été annulés en partie par l'apport inférieur des installations énergétiques de l'Ouest, des gazoducs aux États-Unis et du stockage de gaz.

Voici les faits marquants récents au sujet des pipelines de liquides, des gazoducs, de l'énergie et du siège social :

Pipelines de liquides :

- *Oléoduc Énergie Est* : Le 30 octobre 2014, nous avons déposé auprès de l'ONÉ les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter l'oléoduc Énergie Est et les installations terminales. Dans le cadre d'un appel de soumissions pour le projet de 1,1 million de barils par jour (« b/j »), des contrats de transport garanti à long terme ont été obtenus pour le transport d'environ 900 000 b/j de pétrole brut de l'Ouest canadien vers des raffineries et terminaux d'exportation de l'Est du Canada. Le coût du projet est évalué à environ 12 milliards de dollars, exclusion faite de la valeur de transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada. Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons au Québec et au Nouveau-Brunswick d'ici la fin de 2018.
- *Keystone XL* : Le 31 janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental (« FSEIS ») du projet Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont conformes à ceux des études environnementales précédentes à ce titre. Ainsi, selon le FSEIS, Keystone XL ne devrait guère avoir d'incidence sur le rythme d'extraction des sables bitumineux et toutes les autres solutions de rechange à l'aménagement de Keystone XL pour le transport de pétrole brut se révèlent moins efficaces et entraîneraient la production d'une quantité plus élevée d'émissions de gaz à effet de serre, plus de déversements de pétrole et de plus grands risques pour la sécurité du public. Le rapport marquait le début de la période de consultation auprès d'autres organismes gouvernementaux et

du grand public d'une durée possible de 90 jours dans le cadre d'une évaluation de l'intérêt national. Le 18 avril 2014, le Département d'État annonçait la prolongation du processus d'évaluation de l'intérêt national pour une période indéterminée afin de lui laisser le temps d'étudier l'incidence éventuelle de la cause traitée ci-dessous sur le tronçon du Nebraska du tracé du pipeline.

En février 2014, un tribunal de district du Nebraska a statué que le pouvoir d'approuver un tracé de rechange, au Nebraska, pour l'oléoduc Keystone XL appartient à la Public Service Commission, non au gouverneur Heineman. Le procureur général du Nebraska a interjeté appel devant la Cour suprême du Nebraska le 5 septembre 2014. Nous ne savons pas à quel moment la Cour suprême du Nebraska rendra sa décision.

Le 15 septembre 2014, nous avons présenté une requête pour Keystone XL auprès de la Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud. Cette certification confirme que les conditions selon lesquelles le permis de construction initial de Keystone XL, délivré par la Public Service Commission en juin 2010, a été accordé persiste. Nous ne savons pas à quel moment la Public Service Commission du Dakota du Sud rendra sa décision.

En raison de retards répétés dans l'obtention des approbations réglementaires et du nombre croissant de conditions réglementaires aux États-Unis, l'estimation des coûts en capital pour le projet Keystone XL a augmenté, passant des 5,4 milliards de dollars US prévus dans le dépôt réglementaire auprès du Département d'État, à environ 8,0 milliards de dollars US. En date du 30 septembre 2014, nous avons investi 2,4 milliards de dollars US dans le projet.

- *Projet pipeline Grand Rapids* : Le 9 octobre 2014, l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie de l'Alberta (« AER ») a délivré un permis pour approuver la majeure partie de notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Grand Rapids. Le projet pipeline Grand Rapids de 3 milliards de dollars est une coentreprise à parts égales entre TransCanada et Brion Energy Corporation (« Brion »), anciennement Phoenix Energy Holdings Limited, ayant pour but de développer un oléoduc de transport de brut et de diluant reliant la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland. Brion a également conclu une entente à long terme de transport afin de soutenir le projet. La construction devrait commencer au quatrième trimestre de 2014 et le réseau devrait entrer en exploitation en plusieurs étapes, dont la première viserait le transport de pétrole brut d'ici le milieu de 2016. Une fois en service en 2017, le réseau complet aura une capacité pipelinère maximale de 900 000 b/j de pétrole brut et de 330 000 b/j de diluant.
- *Projet pipeline Northern Courier* : Le 18 juillet 2014, l'AER a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Northern Courier. La construction a commencé au troisième trimestre de 2014 et le réseau pipeline devrait être mis en service en 2017. Le projet pipeline de 800 millions de dollars assurera le transport de bitume et de diluant entre le chantier du projet d'exploitation des sables bitumineux de Fort Hills et le parc de stockage Est de Suncor Énergie, situé au nord de Fort McMurray, en Alberta, et est totalement couvert par une entente contractuelle à long terme.

Gazoducs :

- *Expansions du réseau de NGTL* : Nous continuons de connaître une importante croissance sur le réseau de NGTL par suite de l'augmentation des sources d'approvisionnement gazier dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique à partir de zones de gaz non classiques; il connaît également une croissance substantielle sur les marchés de livraison à l'intérieur d'un même bassin entraînée par la mise en valeur des sables bitumineux et la demande de gaz naturel pour la production d'électricité. Cette demande pour les services du réseau NGTL devrait donner lieu à environ 4,0 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») en services supplémentaires garantis. Environ 3,1 Gpi³/j de ce volume découlent du service de réception garantie et 0,9 Gpi³/j découle du service de transport garanti. De nouvelles installations importantes comportant près de 540 kilomètres (336 milles) de pipelines, sept compresseurs et 40 postes de comptage seront requises en 2016 et en 2017 (« installations de 2016-2017 »). L'estimation des coûts en capital totaux pour les installations de 2016-2017 est d'environ 2,7 milliards de dollars.

Environ 285 millions de dollars en projets d'investissement ont été mis en service au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014. Y compris les nouvelles exigences en matière d'investissement dans les installations de 2016-2017, nous avons environ 6,7 milliards de dollars de projets en construction qui ont été déposés, ou qui le seront, auprès de l'ONÉ. Cela comprend notamment les canalisations principales North Montney et Merrick, ainsi que d'autres nouvelles installations liées à l'offre et à la demande.

- *Règlement sur les besoins en produits du réseau NGTL* : Nous sommes parvenus à un accord relativement au règlement sur les besoins en produits avec nos expéditeurs pour 2015. Les modalités du règlement d'un an ne comprennent aucun changement au taux de rendement autorisé du capital-actions de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 %, le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage de l'écart à partir des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2015. Le règlement a été déposé auprès de l'ONÉ le 31 octobre 2014.
- *Réseau principal au Canada – Demande de règlement concernant une SDL* : En mars 2014, l'ONÉ a donné suite à la demande de règlement concernant une SDL, que nous avons présentée en décembre 2013. L'ONÉ n'a pas approuvé la demande en tant que règlement, mais nous a donné la possibilité de maintenir notre demande sous forme de contestation de droits, de modifier notre demande ou de mettre fin au traitement de la demande. Nous avons modifié la demande en y ajoutant des renseignements. En mai 2014, l'ONÉ a rendu publique l'ordonnance d'audience qui établissait le processus et le calendrier connexe relativement à la demande d'approbation des droits applicables au réseau principal de 2015 à 2030 qui incorpore le règlement concernant une SDL. L'audience s'est conclue le 25 septembre 2014. Nous prévoyons recevoir une décision de l'ONÉ d'ici la fin de 2014.
- *Expansions du réseau principal au Canada* : Le 30 octobre 2014, nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ afin d'obtenir l'autorisation de construire, de détenir et d'exploiter de nouvelles installations sur notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada dans le sud-est de l'Ontario. Les nouvelles installations sont le résultat de la conversion au pétrole brut proposée d'une partie de la capacité de transport du gaz naturel du réseau principal au Canada, dans le cadre de notre projet Oléoduc Énergie Est et d'un appel de soumissions qui s'est clos en janvier 2014. Le projet du réseau principal Est de 1,5 milliard de dollars se traduira par l'ajout de 0,6 Gpi³/j de capacité nouvelle et assurera des niveaux de capacité suffisants pour répondre aussi bien aux besoins des expéditeurs actuels qu'au nouveau service garanti dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada. Sous réserve des approbations réglementaires, la mise en service du projet devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2017.

Outre le projet du réseau principal Est, nous avons conclu de nouveaux accords de transport sur de courtes distances dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada qui exigent l'aménagement de nouvelles installations ou des modifications aux installations existantes d'un coût en capital total évalué à 475 millions de dollars. Dans le cadre de ces projets, des installations d'une valeur d'environ 255 millions de dollars devraient entrer en service le 1^{er} novembre 2015, notamment les points de raccordement de Kings North et de Parkway West ainsi que le projet du secteur Hamilton. Le doublement de Vaughan et les modifications des conduites de la station de compression, d'un coût en capital d'environ 220 millions de dollars, devraient être mis en service le 1^{er} novembre 2016. Ces projets sont assujettis aux approbations au titre de la réglementation et, une fois ces installations aménagées, ils fourniront la capacité requise pour répondre aux besoins des clients dans l'Est du Canada.

- *Vente de Bison Pipeline* : Le 1^{er} octobre 2014, la participation résiduelle de 30 % dans Bison a été vendue à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP pour un produit en espèces de 215 millions de dollars US. Cette opération fait progresser notre engagement, annoncé antérieurement, de nous dessaisir de nos actifs subsistants dans les gazoducs aux États-Unis en faveur de la société en commandite afin de contribuer au financement de notre programme d'investissement et de rehausser la taille et la diversité des actifs de la société en commandite tout en la positionnant pour une croissance future visible et de premier ordre. Les actifs dans les gazoducs aux États-Unis que TransCanada continuera de détenir directement devraient générer environ 480 millions de dollars US de BAIIA en 2016 et au-delà.

Au 30 septembre 2014, nous détenons une participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.

- *Projet de prolongement de Tamazunchale* : La construction du prolongement de 600 millions de dollars US se poursuit et devrait maintenant se terminer au cours du quatrième trimestre de 2014, compte tenu des retards engendrés par les découvertes archéologiques le long du tracé du pipeline. Aux termes de l'entente de services de transport, ces retards sont reconnus comme des cas de force majeure et certaines dispositions permettent le recouvrement des produits d'exploitation à compter de la date de mise en service prévue à l'origine, soit le 9 mars 2014.
- *Projet pipelinier Coastal GasLink* : Le 24 octobre 2014, le Bureau d'évaluation environnementale (« EAO ») de la Colombie-Britannique a publié le certificat d'évaluation environnementale contenant 32 conditions, la plupart reflétant les meilleures pratiques en matière de construction et d'exploitation de gazoducs.

Au premier trimestre de 2014, nous avons entrepris le dépôt progressif de la demande de permis auprès de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique afin d'entamer la construction et l'exploitation des installations pipelinières. L'examen réglementaire de ces demandes se déroule comme prévu et les décisions d'autorisation sont prévues pour le premier trimestre de 2015.

Nous effectuons actuellement les travaux de conception technique afin d'étayer les demandes réglementaires et d'affiner les estimations des coûts en capital pour la décision finale d'investissement prévue par LNG Canada au début de 2016.

- *Projet de transport de gaz de Prince Rupert* : Nous continuons de soutenir les demandes d'information relatives aux demandes réglementaires auprès de l'EAO de la Colombie-Britannique et de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique. Nous continuons de travailler à affiner les estimations de coûts en capital pour la décision finale d'investissement qui devrait être prise par Pacific NorthWest LNG d'ici la fin de 2014.

Énergie :

- *Achat de la CAE Genesee* : En octobre 2014, nous avons fait l'acquisition d'un contrat d'approvisionnement en énergie de 100 mégawatts (« MW ») auprès de l'Alberta Balancing Pool. Ce contrat comprend un paiement mensuel relatif à la capacité pour une période de trois ans, à compter du 1^{er} novembre 2014, et découle de la convention d'achat d'électricité Genesee de 762 MW détenue par l'Alberta Balancing Pool.
- *Ravenswood* : À la fin de septembre 2014, le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. L'assurance doit couvrir les coûts de réparation et les pertes de produits d'exploitation liées à l'interruption imprévue, qui restent encore à déterminer. En raison des indemnités d'assurance à recouvrer, l'interruption de service imprévue du réacteur 30 ne devrait pas avoir d'incidence notable sur notre résultat.
- *Énergie solaire en Ontario* : À la fin de septembre 2014, nous avons réalisé l'acquisition de trois nouvelles installations de production d'énergie solaire en Ontario pour un montant de 181 millions de dollars. La totalité de l'électricité produite par les installations est vendue dans le cadre de contrats d'une durée de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Siège social :

- Notre conseil d'administration a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2014, un dividende trimestriel de 0,48 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Ce montant trimestriel correspond à un dividende annualisé de 1,92 \$ par action ordinaire.

Téléconférence – audio et diaporama :

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le mardi 4 novembre 2014 pour discuter des résultats financiers du troisième trimestre de 2014. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entreprendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 9 h (HR) ou 11 h (HE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.223.7781 ou le 416.340.2216 (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 11 novembre 2014; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451, ainsi que le code d'accès 1306125.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sous le profil de TransCanada sur SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur 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 60 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 oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de gazoducs exploité par TransCanada s'étend sur plus de 68 500 kilomètres (42 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes sur le continent avec une capacité de stockage de plus de 400 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 11 800 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada est en train d'aménager l'un des plus importants réseaux de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la bourse de Toronto et à la bourse de New York, sous le symbole TRP. Pour plus d'information, vous pouvez consulter le site Web : www.transcanada.com ou nous suivre sur Twitter @TransCanada ou <http://blog.transcanada.com>.

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de 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, voir le Rapport trimestriel de TransCanada aux actionnaires, daté du 3 novembre 2014, ainsi que le rapport annuel de 2013, accessibles dans notre site web : www.transcanada.com ou classé sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué renferme des renvois à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le BAIIA comparable, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable 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 3 novembre 2014.

- 30 -

Renseignements aux médias :

Shawn Howard ou Davis Sheremata
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta ou Lee Evans
403.920.7911 ou 800.361.6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2014

Points saillants des résultats financiers

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice				
Produits	2 451	2 204	7 569	6 465
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	457	481	1 285	1 292
par action ordinaire - de base et dilué	0,64 \$	0,68 \$	1,81 \$	1,83 \$
BAIIA comparable ¹	1 387	1 257	4 000	3 568
Résultat comparable ¹	450	447	1 204	1 174
par action ordinaire ¹	0,63 \$	0,63 \$	1,70 \$	1,66 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 071	1 046	3 090	2 917
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	171	72	250	(252)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 242	1 118	3 340	2 665
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(853)	(992)	(2 598)	(3 030)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(66)	(30)	(195)	(101)
Acquisitions	(181)	(99)	(181)	(154)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des frais de transaction	—	—	187	—
Dividendes versés				
Par action ordinaire	0,48 \$	0,46 \$	1,44 \$	1,38 \$
Actions ordinaires en circulation - de base (en millions)				
Moyenne de la période	708	707	708	707
Fin de la période	709	707	709	707

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

Le 3 novembre 2014

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

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 2013, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2013, qui ont été établis conformément aux PCGR des États-Unis.

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 2013.

Tous les renseignements sont en date du 3 novembre 2014 et tous les montants sont 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 perspectives commerciales;
- 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 voie de construction et 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;
- 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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

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

- 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;
- 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 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 pipelinrières;
- 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;
- 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 et de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture 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 2013.

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON-CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- amortissement comparable;
- 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.

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 à l'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 d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'il fournit 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 à l'exploitation.

Mesures comparables

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. 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
BAIL comparable	BAIL
amortissement comparable	amortissement
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. Il peut s'agir notamment :

- de certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- de remboursements et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice;

- de gains ou de pertes à la vente d'actifs;
- de règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et de règlements dans le cadre de faillites;
- de l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- de réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

Nous excluons du calcul du résultat comparable 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 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.

Résultats consolidés – troisième trimestre de 2014

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Gazoducs	484	436	1 566	1 383
Pipelines de liquides ¹	226	152	613	443
Énergie	359	370	832	812
Siège social	(37)	(30)	(107)	(89)
Total du bénéfice sectoriel	1 032	928	2 904	2 549
Intérêts débiteurs	(304)	(235)	(875)	(745)
Intérêts créditeurs et autres	17	31	63	33
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	745	724	2 092	1 837
Charge d'impôts	(239)	(190)	(625)	(403)
Bénéfice net	506	534	1 467	1 434
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(25)	(33)	(110)	(87)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	481	501	1 357	1 347
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(20)	(72)	(55)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	457	481	1 285	1 292
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,64 \$	0,68 \$	1,81 \$	1,83 \$

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 24 millions de dollars, comparativement à la même période en 2013. Le bénéfice net comprend des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans certaines activités de gestion des risques. Exclusion faite de l'incidence de ces éléments, le bénéfice comparable pour le trimestre clos le 30 septembre 2014 a légèrement augmenté comparativement à la même période en 2013, ainsi qu'il est décrit ci-dessous sous la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable ».

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 7 millions de dollars, comparativement à la même période en 2013. Les résultats de 2014 comprennent :

- un gain à la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité qui s'élève à 99 millions de dollars après les impôts;
- une perte nette de 32 millions de dollars après les impôts découlant de la résiliation d'un contrat avec Niska Gas Storage;
- des gains et des pertes non réalisés liés aux changements dans certaines activités de gestion des risques.

Les résultats des neuf premiers mois de 2013 comprenaient un bénéfice net du réseau principal au Canada de 84 millions de dollars se rapportant à 2012 et découlant de la décision rendue par l'ONÉ en avril 2013 (RH-003-2011) ainsi que d'un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.1 en juin 2013.

Les postes traités ci-dessus sont retranchés du résultat comparable pour les périodes pertinentes. Le solde du bénéfice net est l'équivalent du résultat comparable. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	457	481	1 285	1 292
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Énergie - gain à la vente de Cancarb	—	—	(99)	—
Énergie - résiliation du contrat avec Niska	1	—	32	—
Activités de gestion des risques ¹	(8)	(34)	(14)	(9)
Gazoducs - décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(84)
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.1	—	—	—	(25)
Résultat comparable	450	447	1 204	1 174
Bénéfice net par action ordinaire	0,64 \$	0,68 \$	1,81 \$	1,83 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Énergie - gain à la vente de Cancarb	—	—	(0,14)	—
Énergie - résiliation du contrat avec Niska	—	—	0,04	—
Activités de gestion des risques ¹	(0,01)	(0,05)	(0,01)	(0,01)
Gazoducs - décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(0,12)
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.1	—	—	—	(0,04)
Résultat comparable par action	0,63 \$	0,63 \$	1,70 \$	1,66 \$

1	Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2014	2013	2014	2013
	Installations énergétiques au Canada	2	4	—	(2)
	Installations énergétiques aux États-Unis	41	31	30	14
	Stockage de gaz naturel	7	2	4	3
	Change	(32)	15	(9)	—
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(10)	(18)	(11)	(6)
	Total des gains découlant des activités de gestion des risques	8	34	14	9

Le résultat comparable s'est accru de 3 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2014, comparativement à la même période en 2013. Cette situation est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe;
- le résultat supérieur des pipelines au Mexique découlant des produits contractuels constatés relativement au prolongement de Tamazunchale;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt, le taux de change plus élevé sur les intérêts concernant la dette libellés en dollars US et une baisse des intérêts capitalisés sur les projets mis en service;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité.

Le résultat comparable s'est accru de 30 millions de dollars (0,04 \$ par action) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, comparativement à la même période en 2013. Cette situation est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;

- le relèvement des résultats des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison de la hausse des prix de l'électricité et de capacité réalisés;
- le résultat supérieur des pipelines au Mexique découlant des produits contractuels constatés relativement au prolongement de Tamazunchale;
- l'augmentation du résultat attribuable aux gazoducs aux États-Unis, en raison de la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes et de l'apport supérieur de TC Pipelines, LP, par suite de la température hivernale plus froide et de la demande accrue;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt, le taux de change plus élevé sur les intérêts concernant la dette libellés en dollars US et une baisse des intérêts capitalisés sur les projets mis en service.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre par rapport à la période correspondante en 2013 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis, toutefois cet effet a été annulé en grande partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains et par les pertes réalisées sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition nette dans le cadre de notre programme de couverture.

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 et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend pour 17 milliards de dollars de projets de petite et de moyenne envergure, et pour 29 milliards de dollars de grands projets. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change et des intérêts capitalisés. Tous les projets peuvent faire l'objet d'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 du moment d'obtention des permis réglementaires

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

au 30 septembre 2014 (non audité - en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de petite et moyenne envergure				
Prolongement de Tamazunchale ¹	Gazoducs	2014	0,6 US	0,6 US
Énergie solaire en Ontario	Énergie	2014-2015	0,5	0,4
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2015	0,6 US	0,4 US
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	2016	0,9	0,1
Terminal Hardisty de Keystone	Pipelines de liquides	²	0,3	0,1
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,6 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,1 US
Grand Rapids ³	Pipelines de liquides	2016-2017	1,5	0,2
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	0,8	0,1
Réseau principal au Canada – Réseau principal Est	Gazoducs	2017	1,5	—
– Autres	Gazoducs	2015-2016	0,5	—
Réseau de NGTL - North Montney	Gazoducs	2016-2017	1,7	0,1
- Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2017	2,7	—
- Merrick	Gazoducs	2020	1,9	—
- Autres	Gazoducs	2014-2016	0,7	0,3
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	—
			16,6	3,0
Grands projets				
Keystone XL ⁴	Pipelines de liquides	²	8,0 US	2,4 US
Énergie Est ⁵	Pipelines de liquides	2018	12,0	0,3
Installation de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	2018	5,0	0,3
Coastal GasLink	Gazoducs	2018+	4,0	0,2
			29,0	3,2
			45,6	6,2

1 L'achèvement des travaux de construction a été retardé par un cas de force majeure, mais des produits s'inscrivent à partir de la date d'entrée en service du 9 mars 2014 aux termes des modalités de l'entente de services de transport.

2 Environ deux ans après la date de réception du permis de Keystone XL.

3 Correspond à notre participation de 50 %.

4 Le coût estimatif du projet dépend du moment de l'obtention du permis présidentiel.

5 Les données ne tiennent pas compte du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

Perspectives

Les perspectives quant aux résultats énoncées dans le rapport annuel de 2013 devraient être soumises à l'incidence :

- du gain tiré de la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité;
- du paiement de résiliation à Niska Gas Storage pour la renégociation du contrat;
- de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce A.

Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations se chiffreront à 4 milliards de dollars pour 2014, soit une baisse de 1 milliard de dollars par rapport aux perspectives précédemment présentées dans notre rapport annuel de 2013.

Pour plus de renseignements au sujet de nos perspectives, voir le rapport de gestion compris dans notre rapport annuel de 2013.

Gazoducs

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA comparable	750	684	2 357	2 074
Amortissement comparable ¹	(266)	(248)	(791)	(733)
BAII comparable	484	436	1 566	1 341
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	42
Bénéfice sectoriel	484	436	1 566	1 383

- 1 En 2014, l'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ». En 2013, l'amortissement comparable pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 a été ajusté de 13 millions de dollars en raison de la décision rendue par l'ONÉ (RH-003-2011).

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs s'est accru de 48 millions de dollars et de 183 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013. Le bénéfice sectoriel du gaz naturel pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comprenait 42 millions de dollars relatifs à l'incidence de la décision de 2012 de l'ONÉ (RH-003-2011). Nous avons exclu ce montant de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs est l'équivalent du BAII comparable et du BAIIA comparable et est examiné ci-dessous.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	311	273	938	816
Réseau de NGTL	213	210	637	585
Foothills	26	29	80	86
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	7	7	17	20
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	557	519	1 672	1 507
Amortissement comparable	(206)	(191)	(613)	(565)
BAII comparable des gazoducs au Canada	351	328	1 059	942
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	31	33	142	155
TC PipeLines, LP ^{1,2}	18	21	65	51
Great Lakes ³	8	6	36	24
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , Iroquois ¹ , GTN ⁴ , Portland ⁵)	26	26	100	146
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	43	25	117	77
Échelle internationale et autres ^{1,6}	(3)	3	(5)	(3)
Participations sans contrôle ⁷	49	52	176	126
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	172	166	631	576
Amortissement comparable	(54)	(55)	(162)	(164)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	118	111	469	412
Incidence du change	10	4	44	8
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	128	115	513	420
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	5	(7)	(6)	(21)
BAII comparable du secteur des gazoducs	484	436	1 566	1 341

- 1 Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs.
- 2 En août 2014, TC Pipelines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché, ce qui réduira notre participation dans TC PipeLines, LP à partir de maintenant. Le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu 45 % de GTN et de Bison à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Bison et Great Lakes, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	30 septembre 2014	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	1 ^{er} janvier 2013
TC PipeLines, LP	28,3	28,9	28,9	33,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
GTN/Bison	19,8	20,2	7,2	8,3
Great Lakes	13,2	13,4	13,4	15,5

- 3 Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %.
- 4 À compter du 1^{er} juillet 2013, ces données représentent notre participation directe de 30 %. Avant cette date, notre participation directe s'élevait à 75 %.
- 5 Ces données représentent notre participation de 61,7 %.
- 6 Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice des actifs tirés de Gas Pacifico/INNERGY et de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos pipelines aux États-Unis et à l'échelle internationale.
- 7 Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland 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 selon le taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») approuvé, la base tarifaire, le ratio du capital-actions ordinaire réputé, les frais financiers dus aux expéditeurs dans le compte de stabilisation tarifaire (« CST ») et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAII et le BAIIA comparables, mais non sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Réseau principal au Canada - bénéfice net	61	67	185	285
Réseau principal au Canada - résultat comparable	61	67	185	201
Réseau de NGTL	61	57	182	171
Foothills	5	4	13	13

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 6 millions de dollars et de 100 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. Le bénéfice net au premier trimestre de 2013 comprenait un montant de 84 millions de dollars découlant de la décision rendue par l'ONÉ en 2012 (RH-003-2011), qui a été retranché du résultat comparable. Le résultat comparable des deux exercices correspondent à un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et a diminué de 6 millions de dollars et de 16 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, en raison d'une réduction de la base tarifaire moyenne ainsi que des frais financiers dus aux expéditeurs dans le CST positif.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, le bénéfice net du réseau NGTL a progressé de 4 millions de dollars et de 11 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2013. La base tarifaire moyenne plus élevée et l'augmentation du RCA ont eu une incidence favorable sur le bénéfice. Ces hausses ont été annulées en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration conformément aux modalités du règlement concernant le réseau de NGTL pour 2013-2014, approuvé par l'ONÉ en novembre 2013. Le règlement prévoyait un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait des montants annuels fixes pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les résultats du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 tiennent compte du RCA approuvé antérieurement, soit 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

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, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, 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 a augmenté de 6 millions de dollars US et de 55 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les produits contractuels constatés au titre du projet de prolongement de Tamazunchale à partir de la date d'entrée en service du 9 mars 2014. L'achèvement de la construction du prolongement de Tamazunchale a été retardé par les découvertes archéologiques faites le long du tracé de la canalisation. La CFE a convenu qu'aux termes des modalités du CST, ces retards constituent des cas de force majeure et, par conséquent, le recouvrement et la constatation des produits d'exploitation a commencé le 9 mars 2014;
- la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes en raison principalement de la température hivernale plus froide et de la demande accrue;
- la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'ANR et la baisse des produits tirés du stockage.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

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 COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 18 millions de dollars et de 58 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013, principalement en raison d'une hausse de la base tarifaire et des taux d'amortissement relatifs au réseau de NGTL.

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires ont été inférieures de 12 millions de dollars et de 15 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, principalement en raison du recouvrement en 2014 des sommes dues par les partenaires en 2013 en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* et de la baisse des frais généraux et frais d'administration.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION - GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 632	5 855	6 205	5 913	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	1 264	992	2 857	2 658	1 202	1 182
Moyenne quotidienne	4,6	3,6	10,5	9,7	4,4	4,3

- 1 Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 940 Gpi³ (547 Gpi³ en 2013) pour une moyenne quotidienne de 3,5 Gpi³ (2,0 Gpi³ en 2013).
- 2 Les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 2 857 Gpi³ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (2 748 Gpi³ en 2013), pour une moyenne quotidienne de 10,5 Gpi³ (10,1 Gpi³ en 2013).
- 3 Selon les tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne n'influent pas sur les résultats.

Pipelines de liquides¹

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA comparable	281	189	771	554
Amortissement comparable ²	(55)	(37)	(158)	(111)
BAII comparable	226	152	613	443
Postes particuliers	—	—	—	—
Bénéfice sectoriel	226	152	613	443

- 1 Antérieurement le secteur Oléoducs.
- 2 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 74 millions de dollars et de 170 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. Le bénéfice sectoriel des pipelines de liquides, équivalent au BAII comparable et au BAIIA comparable, est présenté ci-dessous.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Réseau d'oléoducs Keystone	275	193	779	566
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	6	(4)	(8)	(12)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	281	189	771	554
Amortissement comparable	(55)	(37)	(158)	(111)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	226	152	613	443
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	58	50	157	149
Dollars US	155	98	417	287
Incidence du change	13	4	39	7
	226	152	613	443

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.

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 82 millions de dollars et de 213 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013. Ces hausses sont attribuables principalement :

- au bénéfice supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc sur la côte du golfe, mis en service en janvier 2014;
- au 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

Les charges d'exploitation des affaires pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 ont été de 10 millions de dollars et de 4 millions de dollars inférieures à celles des périodes correspondantes en 2013, principalement en raison de la baisse des charges administratives et de l'accent mis sur les projets d'investissement.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 18 millions de dollars et de 47 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013, en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc sur la côte du golfe.

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 (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA comparable	387	410	963	1 017
Amortissement comparable ¹	(76)	(77)	(230)	(220)
BAII comparable	311	333	733	797
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	—	—	108	—
Résiliation du contrat avec Niska	(2)	—	(43)	—
Activités de gestion des risques	50	37	34	15
Bénéfice sectoriel	359	370	832	812

1 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

Notre bénéfice du secteur de l'énergie a diminué de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2014 et augmenté de 20 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie comprenait les éléments précis suivants :

- un gain de 108 millions de dollars (99 millions de dollars après les impôts) sur la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité, qui a été conclue le 15 avril 2014;
- une perte nette découlant du paiement de résiliation du contrat avec Niska Gas Storage de 43 millions de dollars (32 millions de dollars après les impôts) prenant effet le 30 avril 2014;
- 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 liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	2	4	—	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	41	31	30	14
Stockage de gaz naturel	7	2	4	3
Total des gains découlant des activités de gestion des risques	50	37	34	15

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Le solde du bénéfice du secteur de l'énergie est l'équivalent du BAIIA comparable et du BAll comparable et est décrit ci-dessous :

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA comparable	387	410	963	1 017
Amortissement comparable ¹	(76)	(77)	(230)	(220)
BAll comparable	311	333	733	797
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	75	113	193	304
Installations énergétiques de l'Est ¹	76	72	239	231
Bruce Power	111	105	199	195
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada²	262	290	631	730
Amortissement comparable	(44)	(43)	(133)	(129)
BAll comparable des installations énergétiques au Canada²	218	247	498	601
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	117	111	291	258
Amortissement comparable	(26)	(29)	(80)	(80)
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis	91	82	211	178
Incidence du change	8	3	19	5
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	99	85	230	183
Stockage de gaz naturel et autres				
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	3	9	32	36
Amortissement comparable	(3)	(4)	(9)	(9)
BAll comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	—	5	23	27
BAIIA et BAll comparables découlant de l'expansion des affaires	(6)	(4)	(18)	(14)
BAll comparable du secteur de l'énergie²	311	333	733	797

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013. Trois installations de production d'énergie solaire ont été acquises à la fin de septembre 2014.

2 Ces données incluent la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, de Portlands Energy et de Bruce Power.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a diminué de 23 millions de dollars et de 54 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, pour les raisons suivantes :

- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- le relèvement des résultats des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison de la hausse des prix de capacité réalisés;
- l'augmentation du résultat des quatre installations de production d'énergie solaire acquises en Ontario en 2013.

Le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 a été aussi touché par la hausse des prix de l'électricité réalisés dans les installations énergétiques aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA**Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est**

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits¹				
Installations énergétiques de l'Ouest	206	142	547	439
Installations énergétiques de l'Est ²	92	96	322	296
Autres ³	—	21	57	74
	298	259	926	809
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁴	14	38	42	126
Achats de produits de base revendus	(105)	(39)	(296)	(189)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(54)	(69)	(240)	(213)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	(2)	(4)	—	2
BAIIA comparable	151	185	432	535
Amortissement comparable	(44)	(43)	(133)	(129)
BAII comparable	107	142	299	406
Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest	75	113	193	304
Installations énergétiques de l'Est	76	72	239	231
BAIIA comparable	151	185	432	535

- 1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés 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'Est et de l'Ouest. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés sont retranchés pour déterminer le BAIIA comparable.
- 2 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013. Trois autres installations de production d'énergie solaire ont été acquises à la fin de septembre 2014.
- 3 Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique. Cancarb a été vendue le 15 avril 2014.
- 4 Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

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

(non audité)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	637	680	1 857	2 037
Installations énergétiques de l'Est ¹	563	872	2 436	2 968
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ²	2 791	1 957	8 189	5 452
Autres achats	2	1	9	1
	3 993	3 510	12 491	10 458
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 585	1 846	7 480	5 492
Installations énergétiques de l'Est ¹	563	872	2 436	2 968
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	845	792	2 575	1 998
	3 993	3 510	12 491	10 458
Capacité disponible des centrales³				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	96 %	94 %	95 %	94 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	99 %	94 %	90 %	90 %

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013. Trois autres installations de production d'énergie solaire ont été acquises à la fin de septembre 2014.

2 Le groupe électrogène 1 de Sundance A a été remis en service en septembre 2013, alors que le groupe électrogène 2 a été remis en service en octobre 2013.

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

4 Ces données excluent les installations qui fournissent de l'électricité à TransCanada aux termes de CAE.

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 38 millions de dollars et de 111 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, en raison de l'incidence nette :

- du recul des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'augmentation du résultat attribuable à la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 assujettis à la CAE de Sundance A, en septembre 2013 et en octobre 2013 respectivement, ce qui a également entraîné une augmentation du volume d'achats;
- de la vente de Cancarb en avril 2014.

Les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont diminué de 24 %, passant de 84 \$ le MWh à 64 \$ le MWh pour le trimestre clos le 30 septembre 2014, et de 38 %, passant de 90 \$ le MWh à 56 \$ le MWh pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. La forte capacité disponible des centrales alimentées au charbon et la nouvelle capacité de production d'énergie éolienne dans le marché de l'Alberta se sont traduites par des prix nettement moindres, malgré la forte croissance de la demande d'électricité en Alberta. Les prix réalisés pour l'électricité relativement à la vente d'électricité peuvent être supérieurs ou inférieurs aux prix de l'électricité sur le marché au comptant à un moment précis, en raison des activités liées à la conclusion de contrats.

Soixante-quinze pour cent des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été effectués en vertu de contrats au troisième trimestre de 2014, comparativement à 70 % au troisième trimestre de 2013.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a diminué de 4 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, principalement en raison de l'augmentation du résultat attribuable aux quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario acquises en 2013. Le BAIIA comparable pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 a également été touché par le résultat inférieur de Halton Hills.

BRUCE POWER

Quote-part nous revenant

(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹				
Bruce A	62	45	109	132
Bruce B	49	60	90	63
	111	105	199	195
Comprend ce qui suit :				
Produits	330	322	895	916
Charges d'exploitation	(140)	(129)	(461)	(473)
Amortissement et autres	(79)	(88)	(235)	(248)
	111	105	199	195
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²				
Bruce A	83 %	81 %	76 %	78 %
Bruce B	99 %	99 %	92 %	85 %
Capacité cumulée de Bruce Power	91 %	91 %	84 %	82 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	34	—	118	123
Bruce B	—	—	74	140
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	25	37	130	45
Bruce B	—	1	—	13
Volumes des ventes (en GWh) ¹				
Bruce A	2 512	2 566	7 076	7 127
Bruce B	2 152	2 187	6 124	5 647
	4 664	4 753	13 200	12 774
Prix de vente réalisés par MWh ³				
Bruce A	72 \$	71 \$	72 \$	70 \$
Bruce B	55 \$	55 \$	55 \$	54 \$
Prix cumulé pour Bruce Power	62 \$	62 \$	62 \$	61 \$

- 1 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes excluent 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 Calculés en fonction de la production réelle et de la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

La quote-part du bénéfice dans Bruce A a augmenté de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à une baisse de l'amortissement et des charges d'exploitation. L'incidence négative de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation a été généralement compensée par l'augmentation des niveaux de production pendant l'exploitation.

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce A s'est dépréciée de 23 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 comparativement à la même période en 2013, un effet principalement dû :

- au résultat moindre du réacteur 3, compte tenu de l'arrêt d'exploitation prévu entrepris en avril 2014 et terminé au début d'août 2014;
- à la baisse de volume engendrée par le nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation imprévus, principalement aux réacteurs 1 et 2.

Ces diminutions ont été partiellement compensées par le résultat supérieur du réacteur 4 à la suite de l'arrêt d'exploitation prévu pour la prolongation du cycle de vie, du troisième trimestre de 2012 jusqu'en avril 2013.

La quote-part du bénéfice brut dans Bruce B a diminué de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2014 par rapport à la même période en 2013 principalement en raison de la hausse de la charge de location constatée au troisième trimestre de 2014 selon les dispositions du contrat de location avec l'Ontario Power Generation.

La quote-part du bénéfice dans Bruce B a augmenté de 27 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 par rapport à la même période en 2013 principalement en raison de l'augmentation des volumes et du recul des charges d'exploitation résultant de la diminution des jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus, partiellement contrebalancées par une hausse de la charge de location.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production des réacteurs 1 à 4 de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh. Ce prix est ajusté le 1^{er} avril de chaque année, en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat en question. De plus, les coûts du combustible de Bruce A sont récupérés auprès de l'OEO.

Prix fixe de Bruce A	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$

Aux termes du même contrat, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Au premier trimestre de 2014, le prix moyen sur le marché au comptant était supérieur au prix plancher, mais les prix sur le marché au comptant sont descendus sous le prix plancher depuis ce temps et devraient y demeurer tout le reste de 2014. Par conséquent, Bruce B comptabilisera probablement ses produits d'exploitation annuels au prix plancher et devra, selon toute vraisemblance, rembourser à l'OEO l'excédent sur ce prix reçu au premier trimestre de 2014 au début de 2015.

Bruce B 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Le taux global de capacité disponible des centrales en 2014 devrait se situer dans la tranche supérieure des 70 % pour Bruce A et dans la partie supérieure des 80 % pour Bruce B. Le réacteur 5 de Bruce B a été retiré du service prématurément en octobre 2014 pour des travaux d'entretien prévus sur une période d'environ deux mois.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits				
Installations énergétiques ¹	439	437	1 493	1 216
Capacité	112	93	278	217
	551	530	1 771	1 433
Achats de produits de base revendus	(260)	(249)	(1 027)	(752)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(137)	(139)	(426)	(409)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	(37)	(31)	(27)	(14)
BAIIA comparable	117	111	291	258
Amortissement comparable	(26)	(29)	(80)	(80)
BAII comparable	91	82	211	178

- 1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout 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 sont retranchés pour déterminer le 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 918	2 209	6 162	5 021
Achats	3 020	2 385	7 714	6 742
	5 938	4 594	13 876	11 763
Capacité disponible des centrales¹	94 %	94 %	89 %	88 %

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

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 6 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2014 par rapport à la même période en 2013, en raison de l'incidence nette :

- des prix supérieurs de capacité réalisés de New York;
- d'une production accrue à notre installation de Ravenswood contrée par un recul des prix réalisés pour l'électricité;
- de la hausse des coûts relativement aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- du recul de la production et du recul des prix réalisés à nos installations hydroélectriques.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 33 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 par rapport à la même période en 2013, en raison de l'incidence nette :

- des prix supérieurs de capacité réalisés de New York;
- de la hausse des prix de l'électricité réalisés et de l'augmentation de la production à notre installation de Ravenswood contrebalancées par l'augmentation des prix du combustible;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

- de la hausse des prix de l'électricité réalisés en Nouvelle-Angleterre;
- de la hausse des prix et des coûts connexes relativement aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont été inférieurs pour le trimestre clos le 30 septembre 2014 par rapport à la même période en 2013 principalement en raison des températures estivales plus basses qu'à l'habitude. Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont été supérieurs pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 à ceux de la même période en 2013, principalement en raison des prix nettement supérieurs sur le marché au comptant au premier trimestre de 2014. Les températures hivernales plus basses qu'à l'habitude ainsi que les contraintes exercées sur le transport gazier ont donné lieu à des prix plus élevés du gaz naturel sur les marchés de l'électricité de Nouvelle-Angleterre et de New York, principalement alimentés à partir de gaz naturel, au premier trimestre de 2014 par rapport à la même période en 2013.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2014, le prix moyen de l'électricité sur le marché au comptant de Nouvelle-Angleterre a diminué de 20 % pour se situer à 34 \$ US le MWh, tandis qu'il a diminué de 34 % pour se chiffrer à 34 \$ US le MWh sur le marché au comptant de New York par rapport à la même période en 2013. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, le prix moyen de l'électricité sur le marché au comptant de la Nouvelle-Angleterre a progressé de 29 % pour atteindre 73 \$ US le MWh et sur le marché au comptant de New York, le prix moyen de l'électricité a augmenté de 20 %, par rapport à la même période en 2013, pour atteindre 66 \$ US le MWh.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, les prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans la ville de New York de 18 \$ US et 15 \$ US par kilowatt par mois ont progressé en moyenne de 17 % et 32 % comparativement aux mêmes périodes en 2013. Ces augmentations ainsi que l'incidence des opérations de couverture ont donné lieu à des prix de capacité réalisés supérieurs dans la région de New York par rapport aux mêmes périodes en 2013.

Les volumes physiques d'électricité vendue pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 ont dépassé ceux des mêmes périodes en 2013. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2014, les volumes de production de notre centrale de Ravenswood et les volumes achetés d'électricité vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été plus élevés que pour la période correspondante de 2013. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, la production accrue à nos installations de Ravenswood et de Kibby et les volumes achetés d'électricité vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été également supérieurs à ceux de la même période en 2013.

Au 30 septembre 2014, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 1 500 GWh d'électricité, ou 70 % de leur production prévue, pour le reste de 2014 et pour environ 3 500 GWh, ou 35 % de leur production prévue, pour 2015. 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.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable a affiché un recul de 6 millions de dollars et de 4 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013. Ce recul est principalement attribuable à la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel. La nature saisonnière des activités de stockage de gaz naturel donne généralement lieu à des produits supérieurs en hiver.

Faits récents

GAZODUCS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

Nous continuons de connaître une importante croissance sur le réseau de NGTL par suite de l'augmentation des sources d'approvisionnement gazier dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique à partir de zones de gaz non classiques; il connaît également une croissance substantielle sur les marchés de livraison à l'intérieur d'un même bassin. Cette croissance est entraînée par la mise en valeur des sables bitumineux et la demande de gaz naturel pour la production d'électricité. Cette demande devrait donner lieu à une augmentation d'environ 4,0 Gpi³/j des services de réception et de transport garantis sur le réseau NGTL. Environ 3,1 Gpi³/j de ce volume découlent de services de réception garantis et 0,9 Gpi³/j découle de services de transport garantis. Par conséquent, et à la suite de l'approbation de l'ONÉ, nous construirons de nouvelles installations pour répondre à ces demandes de service d'environ 540 km (336 milles) de pipelines, sept compresseurs et 40 postes de comptage qui seront requis en 2016 et en 2017 (« installations de 2016-2017 »). L'estimation des coûts en capital totaux pour les installations est d'environ 2,7 milliards de dollars.

Environ 285 millions de dollars en projets d'investissement ont été mis en service au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014. Compte tenu des nouveaux capitaux requis pour les installations de 2016-2017, nous avons des projets d'une valeur approximative de 6,7 milliards de dollars en développement ou en construction, pour lesquels des demandes ont été soumises à l'approbation de l'ONÉ ou le seront. Il s'agit notamment des projets de canalisations principales North Montney et Merrick, ainsi que d'autres nouvelles installations liées à l'offre et à la demande.

Projet de canalisation principale North Montney

L'ONÉ a délivré une ordonnance d'audience en février 2014 concernant le projet de canalisation North Montney de 1,7 milliard de dollars qui vise le prolongement et l'expansion du réseau de NGTL en vue de permettre la réception et le transport de gaz naturel à partir de la région de North Montney, en Colombie-Britannique. Le gazoduc proposé se compose d'environ 300 km (186 milles) de canalisations et devrait être mis en service en deux tronçons, soit Aitken Creek au deuxième trimestre de 2016 et Kahta au deuxième trimestre de 2017.

Le 17 juin 2014, l'ONÉ a révisé le calendrier des audiences et a reporté la partie verbale de l'audience. L'étape de Calgary a commencé le 14 octobre 2014 et celle de Fort St. John doit commencer à la mi-novembre. Nous prévoyons la décision de l'ONÉ sur la demande au premier trimestre de 2015.

Projet de canalisation principale Merrick

Le 4 juin 2014, nous avons annoncé la conclusion d'ententes totalisant environ 1,9 Gpi³/j en services garantis de transport de gaz naturel pour appuyer la réalisation d'un prolongement de première importance de notre réseau de NGTL.

Le projet proposé de canalisation principale Merrick transportera le gaz naturel fourni par le truchement du réseau de NGTL jusqu'à l'entrée du gazoduc proposé de Pacific Trail, qui se rendra jusqu'au terminal de GNL de Kitimat, à Bish Cove, près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le projet mis de l'avant constitue un prolongement du tronçon actuel de la canalisation Groundbirch du réseau de NGTL, qui a son point d'origine près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique et se termine près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique. Ce projet de 1,9 milliard de dollars se compose d'environ 260 km (161 milles) de canalisations de 48 pouces de diamètre.

Le dépôt de la demande auprès de l'ONÉ pour obtenir les approbations nécessaires à la construction et à l'exploitation de la canalisation est en cours d'examen et sera probablement reporté au premier trimestre de 2015. Sous réserve des approbations nécessaires, notamment une décision finale d'investissement positive pour le projet de terminal de GNL de Kitimat, la canalisation principale Merrick devrait entrer en service au premier trimestre de 2020.

Règlement sur les besoins en produits pour 2015

Nous sommes parvenus, pour 2015, à un accord relativement au règlement sur les besoins en produits avec nos expéditeurs sur le réseau de NGTL. Les modalités du règlement d'un an ne prévoient aucun changement au taux de rendement du capital-actions ordinaire de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage des écarts favorables ou défavorables par rapport à un montant fixe des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le règlement a été déposé auprès de l'ONÉ le 31 octobre 2014.

Réseau principal au Canada**Règlement concernant une SDL**

En mars 2014, l'ONÉ a donné suite à la demande de règlement concernant une société de distribution locale (« SDL »), que nous avons présentée en décembre 2013. L'ONÉ n'a pas approuvé la demande en tant que règlement, mais nous a donné la possibilité de maintenir notre demande sous forme de contestation de droits, de modifier notre demande ou de mettre fin au traitement de la demande. Nous avons modifié la demande en y ajoutant des renseignements. En mai 2014, l'ONÉ a rendu publique l'ordonnance d'audience qui établissait le processus et le calendrier connexe relativement à la demande d'approbation des droits applicables au réseau principal de 2015 à 2030, qui incorpore le règlement concernant une SDL. L'audience s'est conclue le 25 septembre 2014 et nous prévoyons recevoir une décision de l'ONÉ d'ici la fin de 2014.

Projet du réseau principal Est

En mai 2014, nous avons déposé auprès de l'ONÉ une description du projet du réseau principal Est. Le 30 octobre 2014, nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ afin d'obtenir l'autorisation de construire, de détenir et d'exploiter de nouvelles installations sur notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada dans le sud-est de l'Ontario. Les nouvelles installations sont le résultat de la conversion au pétrole brut proposée d'une partie de la capacité de transport du gaz naturel du réseau principal au Canada, dans le cadre de notre projet Oléoduc Énergie Est et d'un appel de soumissions qui s'est clos en janvier 2014. Le projet d'investissement de 1,5 milliard de dollars se traduira par l'ajout de 0,6 Gpi³/j de capacité nouvelle et assurera des niveaux de capacité suffisants pour répondre aussi bien aux besoins des expéditeurs actuels qu'au nouveau service garanti dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada. Sous réserve des approbations réglementaires, la mise en service du projet devrait se faire d'ici le deuxième trimestre de 2017.

Autres projets d'expansion du réseau principal au Canada

Outre le projet du réseau principal Est, nous avons conclu de nouveaux accords de transport sur de courtes distances dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada qui exigent l'aménagement de nouvelles installations ou des modifications aux installations existantes d'un coût en capital total évalué à 475 millions de dollars. Dans le cadre de ces projets, des installations d'une valeur d'environ 255 millions de dollars devraient entrer en service le 1^{er} novembre 2015, notamment les points de raccordement de Kings North et de Parkway West ainsi que le secteur de projet de Hamilton. Le doublement de Vaughan et les modifications des conduites de la station de compression, d'un coût en capital d'environ 220 millions de dollars, devraient être mis en service le 1^{er} novembre 2016. Ces projets sont assujettis aux approbations au titre de la réglementation et, une fois ces installations aménagées, ils fourniront la capacité requise pour répondre aux besoins des clients dans l'Est du Canada.

Pipelines aux États-Unis**Vente de Bison Pipeline à TC PipeLines, LP**

Le 1^{er} octobre 2014, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline LLC à TC PipeLines, LP pour un produit en espèces de 215 millions de dollars US, majoré des ajustements du prix d'achat.

Au 30 septembre 2014, nous détenons une participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP, de laquelle nous sommes le commandité.

Pipeline d'ANR

Nous avons obtenu des engagements fermes d'une durée moyenne de 23 ans pour le transport, au débit maximal, de près de 2,0 Gpi³/j de gaz naturel sur l'axe principal du sud-est du pipeline d'ANR. De nouveaux contrats pour environ 1,25 Gpi³/j entreront en vigueur vers la fin de 2014, y compris des engagements en matière de volume

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR, et le reste suivra en 2015. Ces contrats permettront d'acheminer les approvisionnements gaziers croissants des zones schisteuses d'Utica et de Marcellus aux points de livraison en direction nord et en direction sud, vers la côte américaine du golfe. Des investissements d'environ 100 millions de dollars US seront donc nécessaires pour acheminer ces approvisionnements supplémentaires jusqu'aux marchés.

Pipelines au Mexique

Projet de prolongement du gazoduc de Tamazunchale

La construction du prolongement de 600 millions de dollars US se poursuit et devrait désormais se terminer au cours du quatrième trimestre de 2014, compte tenu des retards engendrés par les découvertes archéologiques le long du tracé du pipeline. En vertu de l'entente de services de transport, ces retards sont reconnus comme des cas de force majeure et certaines dispositions permettent le recouvrement des produits d'exploitation à compter de la date de mise en service prévue à l'origine, soit le 9 mars 2014.

Projets de gazoducs de GNL

Coastal GasLink

Le 24 octobre 2014, l'EAO de la Colombie-Britannique a publié le certificat d'évaluation environnementale contenant 32 conditions, la plupart reflétant les meilleures pratiques en matière de construction et d'exploitation de gazoducs.

Au premier trimestre de 2014, nous avons entrepris le dépôt progressif de la demande de permis auprès de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique afin d'entreprendre la construction et l'exploitation des installations pipelinières. L'examen réglementaire de ces demandes se déroule comme prévu et les décisions d'autorisation sont prévues pour le premier trimestre de 2015.

Nous effectuons actuellement les travaux de conception technique afin d'étayer les demandes réglementaires et d'affiner les estimations des coûts en capital pour la décision d'investissement finale qui devrait être prise par LNG Canada au début de 2016.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Nous continuons de soutenir les demandes d'information relatives aux demandes réglementaires auprès de l'EAO de la Colombie-Britannique et de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique. Nous continuons de travailler à affiner les estimations de coûts en capital pour la décision d'investissement finale qui devrait être prise par Pacific NorthWest LNG d'ici la fin de 2014.

Alaska

Le 16 juillet 2014, les producteurs ont déposé une demande de permis d'exportation auprès du Department of Energy des États-Unis pour obtenir l'autorisation d'exporter 20 millions de tonnes par année de gaz naturel liquéfié pendant 30 ans. Le 12 septembre 2014, la FERC a approuvé la demande préliminaire de dépôt en vertu de la loi intitulée *National Environmental Policy Act* (« NEPA ») faite par TransCanada, les trois principaux producteurs du versant nord de l'Alaska et l'Alaska Gasline Development Corp. Cette approbation déclenche le processus d'examen environnemental en vertu de la NEPA qui comprend une série de consultations communautaires.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

PIPELINES DE LIQUIDES

Réseau d'oléoducs Keystone

Au début de 2014, nous avons terminé la construction du prolongement sur la côte du golfe du réseau d'oléoducs Keystone s'étendant sur 780 km (485 milles) depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe. Le transport de pétrole brut a commencé le 22 janvier 2014.

Keystone XL

Le 31 janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental (« FSEIS ») du projet Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont conformes à ceux des études environnementales précédentes à ce titre. Le 18 avril 2014, le Département d'État annonçait la prolongation du processus d'évaluation de l'intérêt national pour une période indéterminée afin de lui laisser le temps d'étudier l'incidence éventuelle de la cause traitée ci-dessous sur le tronçon du Nebraska du tracé du pipeline.

En février 2014, un tribunal de district du Nebraska a statué que le pouvoir d'approuver un tracé de rechange, au Nebraska, pour l'oléoduc Keystone XL appartient à la Public Service Commission, non au gouverneur Dave Heineman. Le procureur général du Nebraska a interjeté appel devant la Cour suprême du Nebraska le 5 septembre 2014. Nous ne savons pas à quel moment la Cour suprême du Nebraska rendra sa décision.

Le 15 septembre 2014, nous avons présenté une requête pour Keystone XL auprès de la Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud. Cette certification confirme que les conditions selon lesquelles le permis de construction initial de Keystone XL, émis par la Public Service Commission en juin 2010, a été accordé persistent. Nous ne savons pas à quel moment la Public Service Commission du Dakota du Sud rendra sa décision.

En raison de retards répétés dans l'obtention des approbations réglementaires et du nombre croissant de conditions réglementaires aux États-Unis, l'estimation des coûts en capital pour le projet Keystone XL a augmenté, passant des 5,4 milliards de dollars US prévus dans le dépôt réglementaire auprès du Département d'État, à environ 8,0 milliards de dollars US. En date du 30 septembre 2014, nous avons investi 2,4 milliards de dollars US dans le projet Keystone XL.

Cushing Marketlink

En septembre 2014, nous avons réalisé la construction des installations de réception de Cushing Marketlink à Cushing, en Oklahoma. Cushing Marketlink facilitera le transport du brut à partir du carrefour commercial de Cushing jusqu'au marché du raffinage de la côte américaine du golfe dans des installations qui font partie intégrante du réseau d'oléoducs Keystone.

Oléoduc Énergie Est

En mars 2014, nous avons soumis la description du projet Oléoduc Énergie Est auprès de l'ONÉ. Il s'agit là de la première étape officielle du processus de réglementation pour obtenir les approbations nécessaires en vue de la construction et de l'exploitation du pipeline. Le coût estimatif de ce projet est de 12 milliards de dollars environ et ce montant ne comprend pas la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada.

Nous poursuivons le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes, ainsi que les travaux sur le terrain dans le cadre de nos activités de conception et de planification préliminaires.

Le 30 octobre 2014, nous avons déposé les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le pipeline et les installations terminales auprès de l'ONÉ. Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons au Québec et au Nouveau-Brunswick d'ici la fin de 2018.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Projet d'oléoduc Heartland et de terminaux TC

Les projets proposés comprennent un oléoduc de 200 km (125 milles) reliant la région du marché d'Edmonton-Heartland aux installations de Hardisty, en Alberta, et une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland, au nord d'Edmonton. La demande concernant l'installation terminale a été approuvée par l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie de l'Alberta en février 2014.

Projet pipelinier Grand Rapids

Le 9 octobre 2014, l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie de l'Alberta (« AER ») a délivré un permis pour approuver la majeure partie de notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Grand Rapids. La construction devrait commencer à l'automne 2014 et entrer en exploitation en plusieurs étapes avec une première étape visant le transport de pétrole brut d'ici le milieu de 2016, et l'achèvement en 2017.

Pipeline Northern Courier

En octobre 2013, Suncor Énergie a annoncé que Fort Hills Energy LP allait de l'avant avec le projet d'exploitation des sables bitumineux de Fort Hills et prévoyait commencer à produire du pétrole brut en 2017. Notre projet pipelinier Northern Courier assurera le transport de bitume et de diluant entre le site d'extraction de Fort Hills et le terminal de Suncor Énergie, situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.

En juillet 2014, l'AER a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Northern Courier. La construction a commencé et le pipeline devrait être mis en service en 2017.

ÉNERGIE

Énergie solaire en Ontario

À la fin de septembre 2014, nous avons réalisé l'acquisition de trois nouvelles installations de production d'énergie solaire en Ontario pour un montant de 181 millions de dollars. La totalité de l'électricité produite par les installations sera vendue dans le cadre de CAE d'une durée de 20 ans conclues avec l'OEO.

Ravenswood

À la fin de septembre 2014, le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. L'assurance doit couvrir les coûts de réparation et les pertes de produits d'exploitation liées à l'interruption imprévue, qui restent encore à déterminer. En raison des indemnités d'assurance à recouvrer, déduction faite des franchises, l'interruption de service imprévue du réacteur 30 ne devrait pas avoir d'incidence notable sur notre résultat.

Genesee

En octobre 2014, nous avons fait l'acquisition d'un contrat d'approvisionnement en énergie de 100 MW auprès de l'Alberta Balancing Pool. Ce contrat comprend un paiement mensuel relatif à la capacité pour une période de trois ans, à compter du 1^{er} novembre 2014, et découle de la convention d'achat d'électricité (« CAE ») Genesee de 762 MW détenue par l'Alberta Balancing Pool.

Cancarb Limited et l'installation de chaleur résiduelle de Cancarb

La vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité en avril 2014 a donné lieu à un produit brut de 190 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2014, nous avons comptabilisé un gain de 99 millions de dollars, déduction faite des impôts.

Stockage de gaz naturel

Le 30 avril 2014, TransCanada a mis fin à un contrat avec Niska Gas Storage en vue du stockage à long terme de 38 Gpi³ de gaz naturel en Alberta. Ce contrat renfermait des dispositions permettant la résiliation avant l'échéance. Par conséquent, nous avons inscrit une charge de 32 millions de dollars après les impôts en 2014. Nous avons signé un nouveau contrat de services de stockage de gaz naturel en Alberta avec Niska Gas Storage. Ce contrat d'une durée de six ans entre en vigueur le 1^{er} mai 2014 et vise un volume moyen moins élevé.

Autres postes de l'état des résultats

Suivent les rapprochements et les analyses connexes de nos mesures non conformes aux PCGR par rapport aux mesures conformes aux PCGR équivalentes.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	(108)	(127)	(335)	(372)
Libellés en dollars US (en dollars US)	(215)	(188)	(638)	(561)
Incidence du change	(19)	(7)	(60)	(13)
	(342)	(322)	(1 033)	(946)
Intérêts divers et amortissement	(19)	7	(41)	7
Intérêts capitalisés	57	80	199	195
Intérêts débiteurs comparables	(304)	(235)	(875)	(744)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(1)
Intérêts débiteurs	(304)	(235)	(875)	(745)

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 69 millions de dollars et de 131 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013, pour les raisons suivantes :

- l'augmentation des intérêts débiteurs en raison de l'émission des titres d'emprunt suivants :
 - 1,25 milliard de dollars US en février 2014
 - 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013
 - 750 millions de dollars en juillet 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013 (TC PipeLines, LP)
 - une situation partiellement contrebalancée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US;
- le taux de change plus élevé sur les intérêts débiteurs concernant la dette libellée en dollars US;
- la baisse des intérêts capitalisés par suite de l'achèvement du prolongement du réseau d'oléoducs de Keystone sur la côte du golfe au premier trimestre de 2014 contrée par la hausse des intérêts capitalisés, principalement dans le cas de Keystone XL.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Intérêts créditeurs et autres comparables	49	16	72	32
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	1
Activités de gestion des risques	(32)	15	(9)	—
Intérêts créditeurs et autres	17	31	63	33

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont progressé de 33 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013. Cela découle de la hausse de la provision liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment l'oléoduc Énergie Est et les pipelines au Mexique, pour les fonds utilisés pendant la construction, contrebalancée par les pertes supérieures réalisées en 2014 par rapport à celles de 2013 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains et l'incidence des fluctuations sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises américaines.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôts comparable	(230)	(172)	(616)	(464)
Postes particuliers :				
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(9)	—
Résiliation du contrat avec Niska	1	—	11	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	42
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.1	—	—	—	25
Activités de gestion des risques	(10)	(18)	(11)	(6)
Charge d'impôts	(239)	(190)	(625)	(403)

La charge d'impôts comparable a progressé de 58 millions de dollars et de 152 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à la hausse du résultat avant les impôts en 2014 par rapport à 2013, ainsi qu'aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et à l'augmentation des impôts transférés en 2014 relativement aux pipelines réglementés au Canada.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(25)	(33)	(110)	(87)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(20)	(72)	(55)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2014 comparativement à la même période en 2013, principalement en raison du rachat des actions privilégiées de série U en octobre 2013 et des actions privilégiées de série Y en mars 2014.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 23 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 comparativement à la même période en 2013, principalement en raison de la vente à TC PipeLines, LP, d'une participation de 45 % dans GTN et dans Bison en juillet 2013, augmentation partiellement contrebalancée par le rachat des actions privilégiées de série U en octobre 2013 et des actions privilégiées de série Y en mars 2014.

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 4 millions de dollars et de 17 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. La variation pour le trimestre à l'étude est attribuable à l'émission d'actions privilégiées de série 9 en janvier 2014 et la variation pour la période de neuf mois à l'étude s'explique par l'émission d'actions privilégiées de série 7 en mars 2013 et de série 9 en janvier 2014.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases d'un 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.

Nous sommes persuadés que nous avons la capacité de financer notre programme d'investissement en cours au moyen de flux de trésorerie provenant de l'exploitation qui sont prévisibles, de notre accès aux marchés financiers, de nos fonds en caisse et de nos facilités de crédit confirmées qui sont substantielles.

Nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 071	1 046	3 090	2 917
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	171	72	250	(252)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 242	1 118	3 340	2 665

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

Les rentrées nettes liées à l'exploitation ont augmenté de 124 millions de dollars et de 675 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, en raison principalement des variations de notre fonds de roulement d'exploitation.

Au 30 septembre 2014, notre actif à court terme totalisait 3,4 milliards de dollars, alors que notre passif à court terme se chiffrait à 6,6 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un manque de 3,2 milliards de dollars au fonds de roulement comparativement à 2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2013. Cette insuffisance du fonds de roulement est considérée comme normale dans le cours de l'exploitation et elle est gérée en fonction de notre capacité de générer des flux de trésorerie liés à l'exploitation et de notre accès continu aux marchés financiers.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Dépenses en immobilisations	(853)	(992)	(2 598)	(3 030)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(66)	(30)	(195)	(101)
Acquisitions	(181)	(99)	(181)	(154)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des frais de transaction	—	—	187	—

Les dépenses en immobilisations en 2014 étaient principalement liées à la construction de pipelines au Mexique, à l'expansion du réseau de NGTL et à la construction de canalisations latérales et de terminaux de réservoirs à Houston.

Les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté d'un exercice à l'autre principalement en raison de notre investissement dans Grand Rapids.

En septembre 2014, nous avons réalisé l'acquisition de trois nouvelles installations de production d'énergie solaire en Ontario pour un montant de 181 millions de dollars.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

En avril 2014, nous avons conclu la vente de Cancarb Limited pour 187 millions de dollars, déduction faite des coûts de transaction.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	—	2 173	1 380	2 917
Remboursements sur la dette à long terme	(38)	(521)	(1 020)	(1 230)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	377	(1 177)	(145)	(618)
Dividendes et distributions versés	(406)	(390)	(1 208)	(1 126)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	27	4	43	59
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	79	—	79	384
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	440	585
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	(200)	—

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars)	Type	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Date d'émission
1 250 \$ US	Billets de premier rang non garantis	1 ^{er} mars 2034	4,625 %	Février 2014

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars)	Type	Date de remboursement	Taux d'intérêt
450 \$	Billets à moyen terme	Janvier 2014	5,65 %
300 \$	Billets à moyen terme	Février 2014	5,05 %
125 \$	Débenture	Juin 2014	11,10%
53 \$	Débenture	Juin 2014	11,20%

ÉMISSION ET RACHAT D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En janvier 2014, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Les investisseurs auront droit à des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action par année, payables trimestriellement. Le taux de dividende sera ajusté le 30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 2,35 %. Les actions privilégiées sont rachetables par TransCanada le ou après le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite, au prix de 25 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés. Les investisseurs auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 10 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annualisé égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,35 %.

En mars 2014, nous avons racheté les quatre millions d'actions privilégiées de série Y de TCPL à un prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru mais impayé de 0,2455 \$. La valeur nominale totale des actions de série Y en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé global de 11 millions de dollars.

Le produit net des émissions susmentionnées de titres d'emprunt et d'actions privilégiées a servi à des fins générales et a permis de réduire la dette à court terme de la société.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

PROGRAMME D'ÉMISSION DE TITRES AU COURS DU MARCHÉ (« TCM ») POUR TC PIPELINES, LP

En août 2014, TC PipeLines, LP a instauré son programme d'émission de titres au cours du marché (« programme TCM »). TC PipeLines, LP peut offrir et vendre des parts ordinaires ayant un prix d'achat global jusqu'à concurrence de 200 millions de dollars US. Le produit net de la vente aux termes du programme sera utilisé aux fins générales du commandité qui peuvent comprendre des remboursements sur la dette et de futures acquisitions.

Du mois d'août au 30 septembre 2014, 1,3 million de parts ordinaires ont été émises aux termes du programme TCM générant un produit net d'environ 73 millions de dollars US. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminuera dans le cadre du programme TCM. L'émission n'a pas eu d'incidence significative sur notre bénéfice au troisième trimestre de 2014.

DIVIDENDES

Le 3 novembre 2014, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,48 \$ par action ordinaire

Payable le 30 janvier 2015 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2014

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,2875 \$

Série 3 0,25 \$

Payables le 31 décembre 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} décembre 2014

Série 5 0,275 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payables le 30 janvier 2015 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2014

INFORMATION SUR LES ACTIONS

30 octobre 2014

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	709 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	22 millions	22 millions d'actions privilégiées de série 2
Série 3	14 millions	14 millions d'actions privilégiées de série 4
Série 5	14 millions	14 millions d'actions privilégiées de série 6
Série 7	24 millions	24 millions d'actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	18 millions d'actions privilégiées de série 10
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	9 millions	5 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 et l'accès à des liquidités supplémentaires.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Au 30 septembre 2014, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 6,5 milliards de dollars, notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Description et utilisation	Échéance
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada	Décembre 2018
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable utilisée aux fins générales de TCPL USA.	Novembre 2014
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial de TAIL aux États-Unis	Novembre 2014
1,3 milliard de dollars	0,3 milliard de dollars	TCPL, TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 30 septembre 2014, nous avons prélevé 1,0 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes	À vue

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital ont diminué d'environ 400 millions de dollars depuis le 31 décembre 2013, principalement en raison de l'achèvement ou de l'avancement des projets d'investissement. Nos autres obligations d'achat ont diminué de quelque 500 millions de dollars depuis le 31 décembre 2013, principalement en raison du renouvellement d'un contrat pour le stockage du gaz naturel en Alberta d'une durée moindre et d'un volume moyen moins élevé. Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2014 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 2013 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

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

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2013 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 2013.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions de nos besoins en liquidités 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 en immobilisations, 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 comptes débiteurs;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux billets à recevoir.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. Au 30 septembre 2014, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit était de 224 millions de dollars au 30 septembre 2014 (240 millions de dollars au 31 décembre 2013) relativement à une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

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 comptabilisées en dollars US, le risque lié aux fluctuations de cette devise auquel nous sommes exposés s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

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

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

Troisième trimestre de 2014	1,09
Troisième trimestre de 2013	1,03

L'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US, comme en fait foi le tableau ci-après.

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	118	111	469	412
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	155	98	417	287
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	91	82	211	178
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(215)	(188)	(638)	(561)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations en dollars US	30	59	125	152
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(52)	(49)	(184)	(136)
	127	113	400	332

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, 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 et valeurs nominales des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2014		31 décembre 2013	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises en dollars US				
(échéant de 2014 à 2019) ²	(342)	3 050 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2014)	(8)	450 US	(11)	850 US
	(350)	3 500 US	(212)	4 650 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 5 millions de dollars et 16 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars et de 22 millions de dollars pour les périodes respectives en 2013) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises.

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

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Valeur comptable	16 400 (14 600 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	18 700 (16 700 US)	16 000 (15 000 US)

Le classement au bilan de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir l'investissement net de la société dans des établissements étrangers s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
Créditeurs et autres	(110)	(50)
Autres passifs à long terme	(246)	(167)
	(350)	(212)

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 financiers non dérivés**Juste valeur des instruments financiers non dérivés**

La juste valeur des billets à recevoir 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 est évaluée en fonction de l'approche bénéfiques en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme est égale à leur juste valeur du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

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. La tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie et du montant net des investissements dans des établissements étrangers est constatée dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle surviennent les variations. La tranche inefficace est inscrite dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'opération sous-jacente. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net, soit dans les intérêts créditeurs et autres, soit dans les intérêts débiteurs.

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ont été inscrits 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, ce qui peut exposer la société 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.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux taux de change et aux taux d'intérêt a été calculée selon l'approche bénéfiques au moyen des taux du marché en vigueur et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel 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. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	463	395
Actifs incorporels et autres actifs	144	112
Créditeurs et autres	(495)	(357)
Autres passifs à long terme	(339)	(255)
	(227)	(105)

Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé des résultats

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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Électricité	20	18	35	15
Gaz naturel	7	13	(14)	1
Change	(32)	16	(9)	(1)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Électricité	8	(10)	(23)	(46)
Gaz naturel	(27)	(14)	19	(21)
Change	(1)	3	(19)	(5)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Électricité	(50)	(18)	138	(29)
Gaz naturel	—	—	—	(1)
Intérêts	1	1	3	5

- 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 l'achat ou la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.
- 2 Au 30 septembre 2014, toutes les relations de couverture étaient désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 3 millions de dollars (7 millions de dollars en 2013) et une valeur nominale de 400 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2013). Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 sont de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars (1 million de dollars et 5 millions de dollars pour les périodes respectives en 2013) et ont été inclus dans les intérêts débiteurs. Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2014 et 2013, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- 3 La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé. Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2014 et 2013, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

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

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

(non audité - en millions de dollars - avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)				
Électricité	62	28	96	(6)
Gaz naturel	(1)	(1)	(2)	(1)
Change	—	1	10	5
Intérêts	1	(1)	—	(1)
	62	27	104	(3)
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie inefficace) ¹				
Électricité	—	33	(109)	34
Gaz naturel	1	1	3	3
Intérêts	4	4	12	12
	5	38	(94)	49
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constaté(s) dans les résultats (partie inefficace)				
Électricité	23	6	13	(1)
	23	6	13	(1)

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.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les contrats 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).

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 septembre 2014, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 13 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2013). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2014, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 13 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous estimons que nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Autres renseignements**CONTRÔLES ET PROCÉDURES**

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2014, 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Au troisième trimestre de 2014, 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, outre ceux qui sont notés ci-dessous.

Le 1^{er} janvier 2014, la direction a mis en place un système de planification des ressources de l'entreprise. Par conséquent, certains procédés à l'appui de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière ont changé. La direction continuera de surveiller l'efficacité de ces procédés à l'avenir.

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 2013 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2013, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2013 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2014

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié des directives concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations en devises - écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des directives modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. Ces nouvelles directives sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2014 et elles s'appliquent à toutes les opérations en cause conclues après cette date.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence de report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié une directive modifiée sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2015 et s'appliqueront de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Produits tirés des contrats avec des clients

En mai 2014, le FASB a publié une nouvelle directive sur les produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients. La directive remplace les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. La nouvelle directive exige 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. La nouvelle directive sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 assortie de deux méthodes possibles d'application des modifications : (1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou (2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. L'application anticipée n'est pas permise. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA	1 435	1 294	4 099	3 638
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—
Résiliation du contrat avec Niska	2	—	43	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(55)
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	(50)	(37)	(34)	(15)
BAIIA comparable	1 387	1 257	4 000	3 568
Amortissement comparable	(403)	(366)	(1 195)	(1 076)
BAII comparable	984	891	2 805	2 492
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	(304)	(235)	(875)	(744)
Intérêts créditeurs et autres comparables	49	16	72	32
Charge d'impôts comparable	(230)	(172)	(616)	(464)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(25)	(33)	(110)	(87)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(20)	(72)	(55)
Résultat comparable	450	447	1 204	1 174
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	—	—	99	—
Résiliation du contrat avec Niska	(1)	—	(32)	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	84
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	—	25
Activités de gestion des risques ¹	8	34	14	9
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	457	481	1 285	1 292
Amortissement comparable	(403)	(366)	(1 195)	(1 076)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(13)
Amortissement	(403)	(366)	(1 195)	(1 089)
Intérêts débiteurs comparables	(304)	(235)	(875)	(744)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(1)
Intérêts débiteurs	(304)	(235)	(875)	(745)
Intérêts créditeurs et autres comparables	49	16	72	32
Postes particuliers :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	1
Activités de gestion des risques ¹	(32)	15	(9)	—
Intérêts créditeurs et autres	17	31	63	33
Charge d'impôts comparable	(230)	(172)	(616)	(464)
Postes particuliers :				
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(9)	—
Résiliation du contrat avec Niska	1	—	11	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	42
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	—	25
Activités de gestion des risques ¹	(10)	(18)	(11)	(6)
Charge d'impôts	(239)	(190)	(625)	(403)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Résultat comparable par action ordinaire	0,63 \$	0,63 \$	1,70 \$	1,66 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	—	—	0,14	—
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	(0,04)	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	0,12
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	—	0,04
Activités de gestion des risques ¹	0,01	0,05	0,01	0,01
Bénéfice net par action ordinaire	0,64 \$	0,68 \$	1,81 \$	1,83 \$

1 Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	2	4	—	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	41	31	30	14
Stockage de gaz naturel	7	2	4	3
Change	(32)	15	(9)	—
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(10)	(18)	(11)	(6)
Total des gains découlant des activités de gestion des risques	8	34	14	9

BAIIA et BAII comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars)	Pipelines				
	Gazoducs	de liquides ¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	750	281	435	(31)	1 435
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	2	—	2
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	(50)	—	(50)
BAIIA comparable	750	281	387	(31)	1 387
Amortissement comparable	(266)	(55)	(76)	(6)	(403)
BAII comparable	484	226	311	(37)	984

trimestre clos le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars)	Pipelines				
	Gazoducs	de liquides ¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	684	189	447	(26)	1 294
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	(37)	—	(37)
BAIIA comparable	684	189	410	(26)	1 257
Amortissement comparable	(248)	(37)	(77)	(4)	(366)
BAII comparable	436	152	333	(30)	891

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 357	771	1 062	(91)	4 099
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	43	—	43
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	(34)	—	(34)
BAIIA comparable	2 357	771	963	(91)	4 000
Amortissement comparable	(791)	(158)	(230)	(16)	(1 195)
BAII comparable	1 566	613	733	(107)	2 805

période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 129	554	1 032	(77)	3 638
Décision de l'ONÉ - 2012	(55)	—	—	—	(55)
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	(15)	—	(15)
BAIIA comparable	2 074	554	1 017	(77)	3 568
Amortissement comparable	(733)	(111)	(220)	(12)	(1 076)
BAII comparable	1 341	443	797	(89)	2 492

1 Antérieurement le secteur oléoducs.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014			2013			2012	
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	2 451	2 234	2 884	2 332	2 204	2 009	2 252	2 089
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	457	416	412	420	481	365	446	306
Résultat comparable	450	332	422	410	447	357	370	318
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,64 \$	0,59 \$	0,58 \$	0,59 \$	0,68 \$	0,52 \$	0,63 \$	0,43 \$
Résultat comparable par action	0,63 \$	0,47 \$	0,60 \$	0,58 \$	0,63 \$	0,51 \$	0,52 \$	0,45 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,44 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

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 annuels 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. 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;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation.

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

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 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.

Au deuxième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 99 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Cancarb Limited et une perte de 31 millions de dollars après les impôts liée à la résiliation du contrat avec Niska Gas Storage.

Au deuxième trimestre de 2013, le résultat comparable ne comprenait pas un ajustement favorable de 25 millions de dollars au titre de l'impôt sur le bénéfice en raison de la mise en vigueur de certaines lois fédérales fiscales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.1 en juin 2013.

Au premier trimestre de 2013, le résultat comparable n'incluait pas le bénéfice net de 84 millions de dollars pour 2013 et découlant de la décision rendue par l'ONÉ en 2012 (RH-003-2011).

État consolidé condensé des résultats

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits				
Gazoducs	1 145	1 083	3 514	3 271
Pipelines de liquides	387	281	1 112	830
Énergie	919	840	2 943	2 364
	2 451	2 204	7 569	6 465
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	159	177	362	423
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	674	650	2 163	1 939
Achats de produits de base revendus	388	299	1 422	958
Impôts fonciers	113	138	355	353
Amortissement	403	366	1 195	1 089
Gain à la vente d'actifs	—	—	(108)	—
	1 578	1 453	5 027	4 339
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	304	235	875	745
Intérêts créditeurs et autres	(17)	(31)	(63)	(33)
	287	204	812	712
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	745	724	2 092	1 837
Charge d'impôts				
Exigibles	22	(3)	104	40
Reportés	217	193	521	363
	239	190	625	403
Bénéfice net	506	534	1 467	1 434
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	25	33	110	87
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	481	501	1 357	1 347
Dividendes sur les actions privilégiées	24	20	72	55
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	457	481	1 285	1 292
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,64 \$	0,68 \$	1,81 \$	1,83 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,46 \$	1,44 \$	1,38 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	708	707	708	707
Dilué	710	708	709	708

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net	506	534	1 467	1 434
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	287	(140)	337	196
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(121)	62	(169)	(122)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	37	14	64	(9)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	5	27	(55)	34
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	—	1	—	1
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	5	14	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	(1)	2	(4)
Autres éléments du résultat étendu (note 8)	213	(32)	193	113
Résultat étendu	719	502	1 660	1 547
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	97	5	187	116
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	622	497	1 473	1 431
Dividendes sur les actions privilégiées	24	20	72	55
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	598	477	1 401	1 376

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	506	534	1 467	1 434
Amortissement	403	366	1 195	1 089
Impôts reportés	217	193	521	363
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(159)	(177)	(362)	(423)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	161	163	415	427
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure à la charge	16	7	28	33
Gain à la vente d'actifs	—	—	(108)	—
Autres	(73)	(40)	(66)	(6)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	171	72	250	(252)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 242	1 118	3 340	2 665
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(853)	(992)	(2 598)	(3 030)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(66)	(30)	(195)	(101)
Acquisitions	(181)	(99)	(181)	(154)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	187	—
Montants reportés et autres	(31)	(103)	(148)	(267)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 131)	(1 224)	(2 935)	(3 552)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(364)	(346)	(1 074)	(1 012)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(42)	(44)	(134)	(114)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	377	(1 177)	(145)	(618)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	—	2 173	1 380	2 917
Remboursements sur la dette à long terme	(38)	(521)	(1 020)	(1 230)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	27	4	43	59
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	79	—	79	384
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	440	585
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	(200)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	39	89	(631)	971
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	(19)	(12)	(3)	10
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	131	(29)	(229)	94
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	567	674	927	551
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	698	645	698	645

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	698	927
Débiteurs	1 288	1 122
Stocks	267	251
Autres	1 102	847
	3 355	3 147
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 19 097 \$ et 17 851 \$	
	40 189	37 606
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 789	5 759
Actifs réglementaires	1 569	1 735
Écart d'acquisition	3 897	3 696
Actifs incorporels et autres actifs	2 357	1 955
	57 156	53 898
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 749	1 842
Créditeurs et autres	2 705	2 155
Intérêts courus	381	388
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 742	973
	6 577	5 358
Passifs réglementaires	218	229
Autres passifs à long terme	775	656
Passifs d'impôts reportés	5 141	4 564
Dette à long terme	22 391	21 892
Billets subordonnés de rang inférieur	1 120	1 063
	36 222	33 762
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 197	12 149
Émissions et en circulation :	Au 30 septembre 2014 : 709 millions d'actions Au 31 décembre 2013 : 707 millions d'actions	
Actions privilégiées	2 255	1 813
Surplus d'apport	405	401
Bénéfices non répartis	5 360	5 096
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 8)	(818)	(934)
Participations assurant le contrôle	19 399	18 525
Participations sans contrôle	1 535	1 611
	20 934	20 136
	57 156	53 898
Éventualités et garanties (note 11)		
Événement postérieur à la date du bilan (note 12)		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité - en millions de dollars canadiens)	périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 149	12 069
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	48	67
Solde à la fin de la période	12 197	12 136
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	1 813	1 224
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	442	589
Solde à la fin de la période	2 255	1 813
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	401	379
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	1	(2)
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	9	29
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(6)	—
Solde à la fin de la période	405	406
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	5 096	4 687
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 357	1 347
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 019)	(976)
Dividendes sur les actions privilégiées	(74)	(57)
Solde à la fin de la période	5 360	5 001
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(934)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu	116	84
Solde à la fin de la période	(818)	(1 364)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle		
	19 399	17 992
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 611	1 425
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	98	63
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	2	17
Portland	10	7
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	77	29
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	79	384
Diminution de la participation de TransCanada	(14)	(47)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(134)	(114)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(194)	—
Change et autres	—	7
Solde à la fin de la période	1 535	1 771
Total des capitaux propres	20 934	19 763

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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel de 2013 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 la situation financière et les 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 2013 compris dans le rapport annuel de 2013 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 cas du 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 2013, exception faite de ce qui est décrit à la note 2, Modifications de conventions comptables.

2. Modifications de conventions comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2014

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié des directives concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations en devises - écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des directives modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. Ces nouvelles directives sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2014 et elles s'appliquent à toutes les opérations en cause conclues après cette date.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence de report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié une directive modifiée sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2015 et s'appliqueront de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Produits tirés des contrats avec des clients

En mai 2014, le FASB a publié une nouvelle directive sur les produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients. La directive remplace les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. La nouvelle directive exige 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. La nouvelle directive sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 assortie de deux méthodes possibles d'application des modifications : (1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou (2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. L'application anticipée n'est pas permise. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

3. Informations sectorielles

trimestres clos les 30 septembre (non audité - en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides ¹		Énergie		Siège social		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits	1 145	1 083	387	281	919	840	—	—	2 451	2 204
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	35	36	—	—	124	141	—	—	159	177
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(349)	(326)	(92)	(81)	(202)	(217)	(31)	(26)	(674)	(650)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(388)	(299)	—	—	(388)	(299)
Impôts fonciers	(81)	(109)	(14)	(11)	(18)	(18)	—	—	(113)	(138)
Amortissement	(266)	(248)	(55)	(37)	(76)	(77)	(6)	(4)	(403)	(366)
Bénéfice sectoriel	484	436	226	152	359	370	(37)	(30)	1 032	928
Intérêts débiteurs									(304)	(235)
Intérêts créditeurs et autres									17	31
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									745	724
Charge d'impôts									(239)	(190)
Bénéfice net									506	534
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(25)	(33)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									481	501
Dividendes sur les actions privilégiées									(24)	(20)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									457	481

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Gazoducs		Pipelines de liquides ¹		Énergie		Siège social		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
(non audité - en millions de dollars canadiens)										
Produits	3 514	3 271	1 112	830	2 943	2 364	—	—	7 569	6 465
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	124	105	—	—	238	318	—	—	362	423
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 030)	(983)	(293)	(242)	(749)	(637)	(91)	(77)	(2 163)	(1 939)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 422)	(958)	—	—	(1 422)	(958)
Impôts fonciers	(251)	(264)	(48)	(34)	(56)	(55)	—	—	(355)	(353)
Amortissement	(791)	(746)	(158)	(111)	(230)	(220)	(16)	(12)	(1 195)	(1 089)
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	—	108	—	—	—	108	—
Bénéfice sectoriel	1 566	1 383	613	443	832	812	(107)	(89)	2 904	2 549
Intérêts débiteurs									(875)	(745)
Intérêts créditeurs et autres									63	33
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									2 092	1 837
Charge d'impôts									(625)	(403)
Bénéfice net									1 467	1 434
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(110)	(87)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									1 357	1 347
Dividendes sur les actions privilégiées									(72)	(55)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									1 285	1 292

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Gazoducs	26 273	25 165
Pipelines de liquides ¹	15 266	13 253
Énergie	13 939	13 747
Siège social	1 678	1 733
	57 156	53 898

1 Antérieurement le secteur oléoducs.

4. Acquisitions et ventes

En septembre 2014, TransCanada a fait l'acquisition de trois nouvelles centrales d'énergie solaire en Ontario auprès de Canadian Solar Solutions Inc. pour 181 millions de dollars, déduction faite des ajustements du fonds de roulement. TransCanada a évalué les actifs et les passifs acquis à la juste valeur et la presque totalité du prix d'achat a été imputée aux immobilisations corporelles; aucun écart d'acquisition n'a été constaté.

Le 15 avril 2014, TransCanada a vendu Cancard Limited et son installation connexe de production d'électricité pour un produit brut global de 190 millions de dollars. TransCanada a constaté un gain à la vente de 108 millions de dollars (99 millions de dollars après les impôts) qui a été présenté de façon distincte à l'état consolidé des résultats.

5. Impôts sur le bénéfice

Au 30 septembre 2014, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines s'élevait à environ 20 millions de dollars (23 millions de dollars au 31 décembre 2013). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Les charges fiscales nettes du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comprennent néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 30 septembre 2013). Au 30 septembre 2014, la société avait constaté 6 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (6 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2013).

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013 étaient de respectivement 30 % et 22 %. Le taux plus élevé en 2014 par rapport à 2013 est attribuable principalement à la décision de l'ONÉ rendue en 2013 (RH-003-2011), aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger en 2014 et à l'augmentation des impôts transférés en 2014 relativement aux gazoducs réglementés au Canada, ce que la cession de Cancarb Limited en 2014 a contrebalancé en partie.

6. Dette à long terme

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, TransCanada a capitalisé des intérêts de respectivement 57 millions de dollars et 199 millions de dollars (respectivement 80 millions de dollars et 195 millions de dollars en 2013) relativement aux projets d'investissement.

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars)	Type	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Date d'émission
1 250 \$ US	Billets de premier rang non garantis	1 ^{er} mars 2034	4,625 %	Février 2014

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars canadiens)	Type	Date de remboursement	Taux d'intérêt
450 \$	Billets à moyen terme	Janvier 2014	5,65 %
300 \$	Billets à moyen terme	Février 2014	5,05 %
125 \$	Débeture	Juin 2014	11,10%
53 \$	Débeture	Juin 2014	11,20%

7. Capitaux propres et capital-actions

ÉMISSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En janvier 2014, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 auront droit à des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action par année, payables trimestriuellement. Le taux de dividende sera ajusté le 30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 2,35 %. Les actions privilégiées sont rachetables par TransCanada le ou après le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite au prix de 25 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 10 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un rendement annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,35 %.

RACHAT D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le 5 mars 2014, TCPL a racheté les quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation. Ces actions ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru mais non versé à la date de rachat de 0,2455 \$.

8. Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat attendu

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

trimestre clos le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	234	53	287
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(164)	43	(121)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	62	(25)	37
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	5	—	5
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	(1)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	(2)	—
Autres éléments du résultat étendu	145	68	213

trimestre clos le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(104)	(36)	(140)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	83	(21)	62
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	27	(13)	14
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	38	(11)	27
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	(1)	1
Reclassement dans le bénéfice net de gains (pertes) actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	9	(4)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1)	—	(1)
Autres éléments du résultat étendu	54	(86)	(32)

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	285	52	337
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(228)	59	(169)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	104	(40)	64
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(94)	39	(55)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	19	(5)	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	(1)	2
Autres éléments du résultat étendu	89	104	193

période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	144	52	196
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(165)	43	(122)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(3)	(6)	(9)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	49	(15)	34
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	(1)	1
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	26	(9)	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(5)	1	(4)
Autres éléments du résultat étendu	48	65	113

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

trimestre clos le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2014	(632)	(37)	(188)	(102)	(959)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	94	37	—	—	131
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	5	5	—	10
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	94	42	5	—	141
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2014	(538)	5	(183)	(102)	(818)

- 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 sont présentés déduction faite de gains de 72 millions de dollars au titre des participations sans contrôle.
- 3 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie constatés dans les autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 65 millions de dollars (39 millions de dollars, déduction faite des impôts) au 30 septembre 2014. Ces estimations supposent des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change constants. Toutefois, les montants reclassés varieront selon la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2014	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	91	64	—	—	155
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	(55)	14	2	(39)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	91	9	14	2	116
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2014	(538)	5	(183)	(102)	(818)

- 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 sont présentés déduction faite de gains de 77 millions de dollars au titre des participations sans contrôle.
- 3 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie constatés dans les autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 65 millions de dollars (39 millions de dollars, déduction faite des impôts) au 30 septembre 2014. Ces estimations supposent des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change constants. Toutefois, les montants reclassés varieront selon la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu 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
	trimestre clos le 30 septembre 2014	période de neuf mois close le 30 septembre 2014	
Couvertures de flux de trésorerie			
Installations énergétiques et gaz naturel	(1)	106	Produits (Énergie)
Intérêts	(4)	(12)	Intérêts débiteurs
	(5)	94	Total avant les impôts
	—	(39)	Charge d'impôts
	(5)	55	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés	(6)	(19) ²	
	1	5	Charge d'impôts
	(5)	(14)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice tiré de la participation	(2)	(3)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	2	1	Charge d'impôts
	—	(2)	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 sociaux. Il y a lieu de se reporter à la note 9 pour un complément d'information.

9. Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Coût des services rendus	21	21	1	1	64	62	2	2
Intérêts débiteurs	28	24	2	2	84	71	7	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(35)	(31)	—	—	(104)	(89)	(1)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle	5	8	—	1	16	23	1	2
Amortissement du coût des services passés	1	—	—	—	2	1	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	4	7	1	—	13	22	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	—	—	—	1	1
Coût net des prestations constaté	24	29	4	4	75	90	11	11

10. 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 et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et des billets ainsi qu'aux prêts et avances à recevoir. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou le risque est couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée. La société passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. Au 30 septembre 2014, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours de la période.

Au 30 septembre 2014, la concentration du risque de crédit de la société était de 224 millions de dollars (240 millions de dollars au 31 décembre 2013) à recevoir d'une contrepartie. 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, à des contrats de change à terme et à des options de change 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)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Valeur comptable	16 400 (14 600 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	18 700 (16 700 US)	16 000 (15 000 US)

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2014		31 décembre 2013	
	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 2014 à 2019) ²	(342)	3 050 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2014)	(8)	450 US	(11)	850 US
	(350)	3 500 US	(212)	4 650 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 5 millions de dollars et 16 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars et de 22 millions de dollars pour les périodes respectives en 2013) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises; ces gains sont inclus dans les intérêts débiteurs.

Présentation des couvertures de l'investissement net au bilan

Le classement au bilan de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir l'investissement net de la société dans des établissements étrangers s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
Créditeurs et autres	(110)	(50)
Autres passifs à long terme	(246)	(167)
	(350)	(212)

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 est évaluée selon l'approche bénéfiques en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme est égale à leur juste valeur du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme et ils seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

Présentation des instruments financiers non dérivés au bilan

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2014		31 décembre 2013	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur	Valeur comptable ¹	Juste valeur
Billet à recevoir et autres ¹	203	249	226	269
Actifs disponibles à la vente ²	60	60	47	47
Dette à court terme et à long terme ^{3,4}	(24 133)	(28 280)	(22 865)	(26 134)
Billets subordonnés de rang inférieur	(1 120)	(1 148)	(1 063)	(1 093)
	(24 990)	(29 119)	(23 655)	(26 911)

- 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 Les actifs disponibles à la vente sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé.
- 3 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 400 millions de dollars US (200 millions de dollars US au 31 décembre 2013) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 4 Le bénéfice net consolidé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 comprend respectivement des gains de 2 millions de dollars et des pertes de 3 millions de dollars (pertes de néant et de 7 millions de dollars pour les périodes respectives en 2013) 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 400 millions de dollars US au 30 septembre 2014 (200 millions de dollars US au 31 décembre 2013). 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.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux taux de change et aux taux d'intérêt a été calculée selon l'approche bénéfiques au moyen des taux du marché en vigueur et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel, ainsi que des actifs disponibles à la vente, 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. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Dans la mesure du possible, les instruments dérivés sont désignés en tant que couverture, mais 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 et ils sont inscrits à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. 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 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 canadiens)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	463	395
Actifs incorporels et autres actifs	144	112
Créditeurs et autres	(495)	(357)
Autres passifs à long terme	(339)	(255)
	(227)	(105)

Sommaire des instruments dérivés pour 2014

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 canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	392 \$	46 \$	1 \$	5 \$
Passifs	(378)\$	(57)\$	(21)\$	(5)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	39 310	72	—	—
Ventes	36 493	44	—	—
En dollars US	—	—	1 921 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2014	20 \$	7 \$	(32)\$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2014	35 \$	(14)\$	(9)\$	— \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2014	8 \$	(27)\$	(1)\$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2014	(23)\$	19 \$	(19)\$	— \$
Dates d'échéance ³	2014-2018	2014-2020	2014-2015	2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	154 \$	— \$	— \$	3 \$
Passifs	(16)\$	— \$	— \$	(1)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	10 151	—	—	—
Ventes	5 216	—	—	—
En dollars US	—	—	—	550 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2014	(50)\$	— \$	— \$	1 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2014	138 \$	— \$	— \$	3 \$
Dates d'échéance ³	2014-2019	—	—	2015-2018

- 1 Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont 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.
- 2 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- 3 Au 30 septembre 2014.
- 4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.
- 5 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- 6 Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 3 millions de dollars et une valeur nominale de 400 millions de dollars US au 30 septembre 2014. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, à respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

- 7 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

Sommaire des instruments dérivés pour 2013

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 canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	265 \$	73 \$	— \$	8 \$
Passifs	(280)\$	(72)\$	(12)\$	(7)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	29 301	88	—	—
Ventes	28 534	60	—	—
En dollars CA	—	—	—	400
En dollars US	—	—	1 015 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2013	18 \$	13 \$	16\$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	15 \$	1 \$	(1)\$	— \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2013	(10)\$	(14)\$	3 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	(46)\$	(21)\$	(5)\$	— \$
Dates d'échéance ³	2014-2017	2014-2016	2014	2014-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	150 \$	— \$	— \$	6 \$
Passifs	(22)\$	— \$	(1)\$	(1)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	9 758	—	—	—
Ventes	6 906	—	—	—
En dollars US	—	—	16 US	350 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2013	(18)\$	— \$	— \$	1 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	(29)\$	(1)\$	— \$	5 \$
Dates d'échéance ³	2014-2018	—	2014	2015-2018

- 1 Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont 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.
- 2 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- 3 Au 31 décembre 2013.
- 4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.
- 5 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

- 6 Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 5 millions de dollars et une valeur nominale de 200 millions de dollars US au 31 décembre 2013. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, à respectivement 1 million de dollars et 5 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- 7 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 8) 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)				
Électricité	62	28	96	(6)
Gaz naturel	(1)	(1)	(2)	(1)
Change	—	1	10	5
Intérêts	1	(1)	—	(1)
	62	27	104	(3)
Reclassement des gains et des (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)				
Électricité	—	33	(109)	34
Gaz naturel	1	1	3	3
Intérêts	4	4	12	12
	5	38	(94)	49
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constaté(e)s dans les résultats (partie inefficace)				
Électricité	23	6	13	(1)
	23	6	13	(1)

- 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.

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. TransCanada a choisi de présenter au bilan la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 30 septembre 2014 (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			
Électricité	546	(356)	190
Gaz naturel	46	(45)	1
Change	7	(7)	—
Intérêts	8	—	8
Total	607	(408)	199
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(394)	356	(38)
Gaz naturel	(57)	45	(12)
Change	(377)	7	(370)
Intérêts	(6)	—	(6)
Total	(834)	408	(426)

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

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2014, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 102 millions de dollars et des lettres de crédit de 33 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 8 millions de dollars et des lettres de crédit de 6 millions de dollars relativement aux risques liés aux actifs au 30 septembre 2014.

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 2013 :

au 31 décembre 2013 (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			
Électricité	415	(277)	138
Gaz naturel	73	(61)	12
Change	5	(5)	—
Intérêts	14	(2)	12
Total	507	(345)	162
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(302)	277	(25)
Gaz naturel	(72)	61	(11)
Change	(230)	5	(225)
Intérêts	(8)	2	(6)
Total	(612)	345	(267)

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

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2013, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 67 millions de dollars et des lettres de crédit de 85 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 11 millions de dollars et des lettres de crédit de 32 millions de dollars relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2013.

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 vigueur et des prix du marché au 30 septembre 2014, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 13 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013), et la société avait fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2013) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2014, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 13 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013). 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 estime qu'elle dispose de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

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

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	<p data-bbox="321 365 1481 420">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 data-bbox="321 455 1481 510">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 data-bbox="321 543 1481 640">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 bénéfices et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base pour l'électricité et le gaz naturel lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.</p> <p data-bbox="321 674 1481 728">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 data-bbox="321 745 1481 892">Évaluation des actifs et des passifs de façon récurrente selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où nous exerçons nos activités.</p> <p data-bbox="321 926 1481 1098">Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord sont fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel devrait ou pourrait donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3.</p> <p data-bbox="321 1131 1481 1222">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 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>

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

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, est classée comme suit :

au 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs	Autres données importantes observables	Données importantes non observables	Total
	(niveau 1)¹	(niveau 2)¹	(niveau 3)¹	
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	543	3	546
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	21	23	2	46
Contrats de change	—	7	—	7
Contrats sur taux d'intérêt	—	8	—	8
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(391)	(3)	(394)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(35)	(20)	(2)	(57)
Contrats de change	—	(377)	—	(377)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	—	60	—	60
	(14)	(153)	—	(167)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014.

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 2013, est classée comme suit :

au 31 décembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs observables	Autres données importantes observables	Données importantes non observables	Total
	(niveau 1)¹	(niveau 2)¹	(niveau 3)¹	
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	411	4	415
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	48	25	—	73
Contrats de change	—	5	—	5
Contrats sur taux d'intérêt	—	14	—	14
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(299)	(3)	(302)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(50)	(22)	—	(72)
Contrats de change	—	(230)	—	(230)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(8)	—	(8)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	—	47	—	47
	(2)	(57)	1	(58)

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 2013.

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Instruments dérivés ¹			
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Solde au début de la période	(1)	—	1	(2)
Règlements	—	—	—	1
Transferts du niveau 3	(1)	—	(1)	(1)
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	2	(1)	—	(1)
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	—	—	—	2
Solde à la fin de la période	—	(1)	—	(1)

- 1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, les produits du secteur de l'énergie comprennent des gains non réalisés attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus à la date de clôture de 2 millions de dollars et néant, respectivement (néant en 2013).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 septembre 2014.

11. Éventualités 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.

GARANTIES

TransCanada et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont individuellement garanti certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement à un contrat de location et aux services contractuels de fournisseurs. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à une entente de sous-location ainsi qu'à certaines autres obligations financières. 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, principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du 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.

RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2014

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Échéance	au 30 septembre 2014		au 31 décembre 2013	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	639	7	740	8
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	60	10	51	10
		699	17	791	18

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.

12. Événement postérieur à la date du bilan

Bison Pipeline LLC

Le 1^{er} octobre 2014, TransCanada a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 215 millions de dollars US.