
TransCanada affiche de solides résultats au deuxième trimestre Le projet de canalisation principale Merrick porte le programme d'investissement à 38 milliards de dollars

CALGARY (Alberta) – **Le 31 juillet 2014** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du deuxième trimestre de 2014 s'était chiffré à 416 millions de dollars (0,59 \$ par action) comparativement à 365 millions de dollars (0,52 \$ par action) pour la même période en 2013. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2014, soit 332 millions de dollars (0,47 \$ par action), se compare à 357 millions de dollars (0,51 \$ par action) pour la même période l'exercice précédent. Enfin, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré un dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2014, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,92 \$ par action ordinaire.

« Pour la plupart, nos secteurs d'activité ont produit de bons résultats tout au long du deuxième trimestre, ce qui montre les avantages de posséder un portefeuille diversifié et croissant d'infrastructures énergétiques cruciales, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Bien que la faiblesse des prix de l'électricité en Alberta et les arrêts d'exploitation à des fins d'entretien des centrales de Bruce Power aient influé sur les résultats du deuxième trimestre, ces deux secteurs devraient produire des résultats supérieurs à l'avenir, compte tenu des facteurs fondamentaux du marché de l'électricité en Alberta et de la capacité disponible accrue de Bruce Power. »

Grâce à l'ajout du projet de canalisation principale Merrick, notre programme d'investissement comprend maintenant des projets garantis sur le plan commercial de 38 milliards de dollars qui s'appuient sur des contrats à long terme ou des modèles d'affaires axés sur les coûts de service. Notre portefeuille se compose de 21 milliards de dollars en pipelines de liquides, de 15 milliards de dollars en gazoducs et de 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 des processus de réglementation. Durant le reste de la décennie, sous réserve des approbations nécessaires, ce portefeuille de projets d'infrastructures énergétiques sous contrat de premier ordre devrait assurer une valeur appréciable à long terme à nos actionnaires sous forme de croissance du bénéfice et des flux de trésorerie.

Points saillants

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

- Résultats financiers du deuxième trimestre
 - Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 416 millions de dollars (0,59 \$ par action)
 - Résultat comparable de 332 millions de dollars (0,47 \$ par action)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,2 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation de 917 millions de dollars
- Dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2014
- Appui commercial assuré pour le projet de canalisation principale Merrick de 1,9 milliard de dollars, prolongement du réseau de NGTL
- Approbation réglementaire reçue relativement au projet pipelinier Northern Courier de 800 millions de dollars
- Conclusion le 15 avril 2014 de la vente de Cancarb et de son installation connexe de production d'électricité se chiffrant à 190 millions de dollars
- Dépôt d'une description de projet auprès de l'Office national de l'énergie (« l'ONÉ ») concernant le projet du réseau principal Est
- Poursuite des demandes d'approbation réglementaire concernant plusieurs de nos grands projets d'immobilisations, notamment Coastal GasLink, l'installation de transport de gaz de Prince Rupert, Énergie Est, Grand Rapids, Heartland, la canalisation principale North Montney et Napanee

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour le deuxième trimestre de 2014 s'est chiffré à 416 millions de dollars (0,59 \$ par action) comparativement à 365 millions de dollars (0,52 \$ par action) au deuxième trimestre de 2013. Les résultats du deuxième trimestre de 2014 comprenaient un gain net de 99 millions de dollars après les impôts issu de la vente de Cancarb et de son installation connexe de production d'électricité et de la charge de résiliation de 31 millions de dollars après les impôts pour renégocier un contrat de stockage de gaz naturel. Ces montants ont été exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2014, à 332 millions de dollars (0,47 \$ par action), se compare aux 357 millions de dollars (0,51 \$ par action) relatifs à la même période en 2013. Les résultats supérieurs obtenus par Keystone et les pipelines au Mexique ont été plus qu'annulés par l'apport inférieur des installations énergétiques de l'Ouest et de Bruce Power.

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* : En mars 2014, nous avons soumis la description du projet à l'ONÉ. Il s'agit là de la première étape officielle du processus de réglementation pour obtenir les approbations nécessaires à la construction et à 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.

Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons au Québec en 2018, et les livraisons au Nouveau-Brunswick devraient suivre plus tard la même année. 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. Nous avons l'intention de déposer les demandes réglementaires nécessaires au troisième trimestre de 2014 afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le pipeline et les installations terminales.

- *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. La période de 30 jours prévue pour les commentaires du public est maintenant terminée. 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 et celle-ci devrait entendre cet appel en septembre 2014.

En date du 30 juin 2014, nous avons investi 2,4 milliards de dollars US dans le projet Keystone XL.

- *Projet 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. Notre projet pipeline Northern Courier de 800 millions de dollars assurera le transport de bitume et de diluant entre le site d'extraction 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.

Le 18 juillet 2014, l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie de l'Alberta a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Northern Courier. Nous nous attendons en ce moment à ce que la construction du pipeline Northern Courier débute au troisième trimestre de 2014 et qu'il soit prêt pour exploitation en 2017.

Gazoducs :

- *Expansions du réseau de NGTL* : Le réseau de NGTL connaît actuellement une importante croissance 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. Les mises en service de projets d'immobilisations ont totalisé 250 millions de dollars environ en 2014. D'autres projets se chiffrant à 3,8 milliards de dollars sont en voie de réalisation ou sont ou seront déposés auprès de l'ONÉ pour approbation. 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. Les demandes de nouveaux services continuent d'affluer et nous nous attendons à ce qu'elles engendrent de nouvelles occasions de croissance.

Le 4 juin 2014, nous avons annoncé la conclusion d'ententes totalisant environ 1,9 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») en services garantis de transport de gaz naturel relativement au projet proposé de canalisation principale Merrick, un prolongement de première importance de notre réseau NGTL. Par l'intermédiaire du réseau de NGTL, le gazoduc transportera le gaz naturel jusqu'à l'entrée du gazoduc proposé de Pacific Trail, qui se rendra jusqu'au terminal de gaz naturel liquéfié (« GNL ») Kitimat, à Bish Cove, près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le gazoduc proposé constituera un prolongement du tronçon actuel de la canalisation principale Groundbirch du réseau de NGTL, qui commence 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 kilomètres (« km ») (161 milles) de canalisations de 48 pouces de diamètre. Nous prévoyons déposer une demande pour obtenir les approbations nécessaires à la construction et à l'exploitation du gazoduc auprès de l'ONÉ au quatrième trimestre de 2014. Sous réserve des approbations réglementaires et d'une décision finale d'investissement positive dans le terminal de GNL Kitimat, la canalisation principale Merrick devrait entrer en service au premier trimestre de 2020.

L'ONÉ a délivré une ordonnance d'audience en février 2014 concernant le projet de 1,7 milliard de dollars de North Montney 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 à la mi-octobre 2014, dans le cas de l'étape de Calgary, et à la mi-novembre, dans le cas de l'étape de Fort St. John. Nous prévoyons la décision de l'ONÉ sur la demande au premier trimestre de 2015.

- *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 le 20 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. Le 9 mai 2014, l'ONÉ a rendu public l'ordonnance d'audience qui établit 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, le début de la partie orale de l'audience étant fixé au 9 septembre 2014.
- *Réseau principal au Canada – Projet du réseau principal Est* : Le 8 mai 2014, nous avons déposé à l'ONÉ une description du projet du réseau principal Est. Le projet mis de l'avant ajoutera de nouvelles installations à notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada dans le sud-est de l'Ontario, par suite de la conversion au pétrole lourd proposée d'une partie de la capacité de transport de 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 mis de l'avant se traduira par l'ajout de 0,6 Gpi³/j de capacité et assurera l'existence de niveaux de capacité suffisants pour répondre aussi bien aux besoins des expéditeurs actuels qu'aux nouveaux engagements contractuels de 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 au deuxième trimestre de 2017.
- *Projet de prolongement de Tamazunchale* : La construction du prolongement de 600 millions de dollars US se poursuit et devrait se terminer d'ici la fin de septembre 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 la perception des produits d'exploitation à compter de la date de mise en service prévue à l'origine, soit le 9 mars 2014.
- *Projet de transport gazier de Prince Rupert* : La demande d'évaluation environnementale présentée en avril 2014 au Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique (l'« EAO ») a été jugée complète. L'EAO a enclenché la période d'examen de 180 jours. Celle-ci comprenait une période de commentaires publics de 45 jours qui a pris fin le 10 juillet 2014. Une demande relative aux installations a été déposée également auprès de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique en avril 2014. L'approbation réglementaire du gazoduc devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2014 et la décision d'investissement finale de Pacific NorthWest LNG devrait suivre à la fin de 2014.
- *Projet de GNL en Alaska* : En avril 2014, l'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi visant à assurer le retrait progressif de la loi dite *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA ») et à permettre la conclusion d'une nouvelle entente commerciale entre TransCanada, les trois principaux producteurs du versant nord de l'Alaska et l'Alaska Gasline Development Corp. Il a été convenu également qu'un projet d'exportation de GNL constitue actuellement une solution plus avantageuse qu'un gazoduc vers l'Alberta pour commercialiser les ressources gazières du versant nord de l'Alaska, compte tenu de la situation actuelle du marché.

Le 9 juin 2014, nous avons conclu une entente avec l'État de l'Alaska qui prévoit l'abandon de la licence relevant de l'AGIA et passé un accord préalable où nous ferons office de transporteur de la partie du gaz naturel de l'État en vertu d'un contrat d'expédition à long terme dans le cadre du Projet de GNL en Alaska. Le 30 juin 2014, le Projet de GNL en

Alaska est entré dans la pré-étape des travaux techniques préliminaires (« pré-ETTP ») suivant l'exécution d'un accord de coentreprise entre nous, les trois principaux producteurs du versant nord de l'Alaska et l'Alaska Gasline Development Corp. Les travaux de pré-ETTP devraient prendre deux ans à réaliser, notre part des coûts devant s'élever à environ 100 millions de dollars US. L'accord préalable prévoit également la récupération de la totalité des coûts de mise en valeur si le projet ne va pas de l'avant.

Énergie :

- *Cancarb* : En janvier 2014, nous avons conclu une entente en vue de la vente de Cancarb et de son installation connexe de production d'électricité, pour un produit brut de 190 millions de dollars. La vente a été conclue le 15 avril 2014 et nous avons reconnu un gain de 99 millions de dollars après les impôts au deuxième trimestre de 2014.
- *Stockage de gaz naturel* : Nous avons mis un terme à notre contrat à long terme de stockage du gaz naturel en Alberta (38 milliards de pieds cubes) avec Niska Gas Storage, le 30 avril 2014. Par conséquent, nous avons inscrit une charge de 31 millions de dollars après les impôts au deuxième trimestre de 2014. Nous avons conclu un nouveau contrat de services de stockage de gaz naturel en Alberta avec Niska Gas Storage. Ce contrat d'une durée de six ans est entré en vigueur le 1^{er} mai 2014 et vise un volume moyen moins élevé.

Siège social :

- Notre conseil d'administration a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 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 jeudi 31 juillet 2014 pour discuter des résultats financiers du deuxième 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'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 14 h (HR) ou 16 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 7 août 2014; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451, ainsi que le code d'accès 5722299.

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 31 juillet 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. Il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 31 juillet 2014 pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR.

- 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

Deuxième trimestre de 2014

Points saillants des résultats financiers

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice				
Produits	2 234	2 009	5 118	4 261
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	416	365	828	811
par action ordinaire - de base et dilué	0,59 \$	0,52 \$	1,17 \$	1,15 \$
BAIIA comparable ¹	1 217	1 143	2 613	2 311
Résultat comparable ¹	332	357	754	727
par action ordinaire ¹	0,47 \$	0,51 \$	1,07 \$	1,03 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation ¹	917	955	2 019	1 871
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	202	(114)	79	(324)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 119	841	2 098	1 547
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(967)	(1 109)	(1 745)	(2 038)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(40)	(39)	(129)	(71)
Acquisitions	—	(55)	—	(55)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des frais de transaction	187	—	187	—
Dividendes versés				
Par action ordinaire	0,48 \$	0,46 \$	0,96 \$	0,92 \$
Actions ordinaires en circulation - de base (en millions)				
Moyenne de la période	708	707	708	706
Fin de la période	708	707	708	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 31 juillet 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 le semestre clos le 30 juin 2014, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 31 juillet 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;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

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

Hypothèses

- 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 pipelinières;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage;
- 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 BAI

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 BAI 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
BAI comparable	BAI
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 – deuxième trimestre de 2014

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Gazoducs	496	399	1 082	947
Pipelines de liquides ¹	195	149	387	291
Énergie	216	243	473	442
Siège social	(27)	(22)	(70)	(59)
Total du bénéfice sectoriel	880	769	1 872	1 621
Intérêts débiteurs	(297)	(252)	(571)	(510)
Intérêts créditeurs et autres	54	(11)	46	2
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	637	506	1 347	1 113
Charge d'impôts	(165)	(98)	(386)	(213)
Bénéfice net	472	408	961	900
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(31)	(23)	(85)	(54)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	441	385	876	846
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(20)	(48)	(35)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	416	365	828	811
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,59 \$	0,52 \$	1,17 \$	1,15 \$

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est accru de 51 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014, comparativement à celui de la même période en 2013. Les résultats du deuxième trimestre 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 31 millions de dollars après les impôts découlant de la résiliation d'un contrat avec Niska Gas Storage.

Les résultats du deuxième trimestre de 2013 comprennent un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars en raison de la promulgation d'une loi fiscale fédérale canadienne liée à l'impôt de la Partie VI.I en juin 2013.

Pour le semestre clos le 30 juin 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est accru de 17 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 de 99 millions de dollars après les impôts;
- une perte nette de 31 millions de dollars après les impôts découlant de la résiliation d'un contrat avec Niska Gas Storage.

Les résultats du premier semestre de 2013 comprenaient un bénéfice net du réseau principal au Canada de 84 millions de dollars découlant de la décision rendue par l'ONÉ en 2012 (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.I en juin 2013.

Les postes traités ci-dessus sont retranchés du résultat comparable pour les périodes pertinentes. Certains ajustements de la juste valeur non réalisée liés aux activités de gestion des risques sont également exclus du résultat comparable. 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.

DEUXIÈME 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	416	365	828	811
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Énergie – gain à la vente de Cancarb	(99)	—	(99)	—
Énergie - résiliation du contrat avec Niska	31	—	31	—
Activités de gestion des risques ¹	(16)	17	(6)	25
Gazoducs - décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(84)
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	(25)	—	(25)
Résultat comparable	332	357	754	727
Bénéfice net par action ordinaire	0,59 \$	0,52 \$	1,17 \$	1,15 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Énergie - gain à la vente de Cancarb	(0,14)	—	(0,14)	—
Énergie - résiliation du contrat avec Niska	0,04	—	0,04	—
Activités de gestion des risques ¹	(0,02)	0,03	—	0,04
Gazoducs - décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(0,12)
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	(0,04)	—	(0,04)
Résultat comparable par action	0,47 \$	0,51 \$	1,07 \$	1,03 \$

1	Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
		2014	2013	2014	2013
	Installations énergétiques au Canada	(2)	(4)	(2)	(6)
	Installations énergétiques aux États-Unis	(9)	(18)	(11)	(17)
	Stockage de gaz naturel	6	4	(3)	1
	Change	25	(9)	23	(15)
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(4)	10	(1)	12
	Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	16	(17)	6	(25)

Le résultat comparable a diminué de 25 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014, comparativement à la même période en 2013, soit une diminution de 0,04 \$ par action.

Cette situation est 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;
- la diminution de notre quote-part du bénéfice de Bruce Power attribuable principalement à la hausse du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus à Bruce A, compensée en partie par le nombre inférieur de jours d'arrêt à Bruce B;
- le résultat supérieur des pipelines au Mexique découlant des produits contractuels constatés relativement au prolongement de Tamazunchale.

Le résultat comparable s'est accru de 27 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014, soit une augmentation de 0,04 \$ par action, comparativement à la même période en 2013.

Cette situation est 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 recul du résultat des installations énergétiques de l'Ouest par suite de la diminution 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;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

- 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.

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 de nos entreprises aux États-Unis, 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 12 milliards de dollars de projets de petite et de moyenne envergure, et pour 26 milliards de dollars de grands projets. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change et des intérêts capitalisés.

au 30 juin 2014 (non audité - en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de faible ou de moyenne envergure				
Prolongement de Tamazunchale ¹	Gazoducs	2014	0,6 US	0,5 US
Énergie solaire en Ontario	Énergie	2014-2015	0,5	0,2
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2015	0,4 US	0,3 US
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	2016	0,9	0,1
Terminal Hardisty de Keystone	Pipelines de liquides	Environ 2 ans après la réception du permis de Keystone XL	0,3	0,1
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,5 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,1 US
Grand Rapids ²	Pipelines de liquides	2015-2017	1,5	0,1
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	0,8	0,1
Réseau de NGTL - North Montney	Gazoducs	2016-2017	1,7	0,1
- Merrick	Gazoducs	2020	1,9	—
- Autres	Gazoducs	2014-2016	0,5	0,2
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	—
			11,5	2,3
Grands projets³				
Keystone XL ⁴	Pipelines de liquides	Environ 2 ans après la réception du permis	5,4 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	0,2
Coastal GasLink	Gazoducs	2018+	4,0	0,2
			26,4	3,1
			37,9	5,4

1 L'achèvement des travaux de construction a été retardé par un cas de force majeure, mais des produits ont été inscrits au deuxième trimestre de 2014 aux termes des modalités de l'entente de services de transport.

2 Correspond à notre participation de 50 %.

3 Sous réserve d'ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis et du calendrier des travaux.

4 Le coût estimatif du projet augmentera en fonction 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 Niksa Gas Storage pour la renégociation du contrat;
- de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce A.

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 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA comparable	759	644	1 607	1 390
Amortissement comparable ¹	(263)	(245)	(525)	(485)
BAII comparable	496	399	1 082	905
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	42
Bénéfice sectoriel	496	399	1 082	947

1 En 2014, l'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ». En 2013, l'amortissement comparable 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 97 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et de 135 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. Le bénéfice sectoriel du gaz naturel pour le semestre clos le 30 juin 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	312	263	627	543
Réseau de NGTL	205	193	424	375
Foothills	27	28	54	57
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	5	7	10	13
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	549	491	1 115	988
Amortissement comparable	(204)	(190)	(407)	(374)
BAII comparable des gazoducs au Canada	345	301	708	614
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	33	32	111	122
TC PipeLines, LP ^{1,2}	21	13	47	30
Great Lakes ³	9	8	28	18
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , Iroquois ¹ , GTN ⁴ , Portland ⁵)	29	49	74	120
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	49	26	74	52
Échelle internationale et autres ⁶	(1)	(4)	(2)	(6)
Participations sans contrôle ⁷	54	31	127	74
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	194	155	459	410
Amortissement comparable	(54)	(54)	(108)	(109)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	140	101	351	301
Incidence du change	13	2	34	4
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	153	103	385	305
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(2)	(5)	(11)	(14)
BAII comparable du secteur des gazoducs	496	399	1 082	905

- 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 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.

	Pourcentage de participation aux		
	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	1 ^{er} janvier 2013
TC PipeLines, LP	28,9	28,9	33,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :			
GTN/Bison	20,2	7,2	8,3
Great Lakes	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 BAIIA comparable et le bénéfice net 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 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Réseau principal au Canada - bénéfice net	58	67	124	218
Réseau principal au Canada - résultat comparable	58	67	124	134
Réseau de NGTL	58	58	121	114
Foothills	4	5	8	9

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 9 millions de dollars et de 94 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013, car 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 9 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 compte de stabilisation tarifaire (« CST »).

Le bénéfice net du réseau de NGTL n'a pas varié pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et a augmenté de 7 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014, par rapport 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 taux de rendement de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait des montants annuels fixes pour les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les résultats du trimestre et semestre clos le 30 juin 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 39 millions de dollars US et de 49 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 pour le trimestre clos le 30 juin 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'en vertu des modalités du CST, ces retards constituent des cas de force majeure et, par conséquent, la perception et la reconnaissance des produits d'exploitation a commencé le 9 mars 2014;
- l'augmentation des produits tirés du transport de Great Lakes et de la contribution de TC Pipelines, LP en raison 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 de la baisse des produits liés au stockage au premier trimestre de 2014.

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

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 18 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION - GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

semestres clos les 30 juin (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 667	5 871	6 179	5 882	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	842	704	1 996	1 832	863	823
Moyenne quotidienne	4,7	3,9	11,0	10,1	4,8	4,6

- 1 Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le semestre clos le 30 juin 2014, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 599 Gpi³ (397 Gpi³ en 2013) pour une moyenne quotidienne de 3,3 Gpi³ (2,2 Gpi³ en 2013).
- 2 Les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 1 879 Gpi³ pour le semestre clos le 30 juin 2014 (1 840 Gpi³ en 2013), pour une moyenne quotidienne de 10,4 Gpi³ (10,2 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 BAIL 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA comparable	249	186	490	365
Amortissement comparable ²	(54)	(37)	(103)	(74)
BAIL comparable	195	149	387	291
Postes particuliers	—	—	—	—
Bénéfice sectoriel	195	149	387	291

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 46 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et de 96 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. Le bénéfice sectoriel des pipelines de liquides, équivalent au BAIL comparable et au BAIIA comparable, est présenté ci-dessous.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Réseau d'oléoducs Keystone	256	187	504	373
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(7)	(1)	(14)	(8)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	249	186	490	365
Amortissement comparable	(54)	(37)	(103)	(74)
BAIL comparable du secteur des pipelines de liquides	195	149	387	291
BAIL comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	50	52	99	99
Dollars US	133	95	262	189
Incidence du change	12	2	26	3
	195	149	387	291

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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 69 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et de 131 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014 comparativement aux périodes correspondantes de 2013.

Cette hausse est attribuable 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'expansion des affaires pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014 ont été de 6 millions de dollars supérieures à celles des périodes correspondantes en 2013, principalement en raison d'une capitalisation moindre des charges d'expansion des affaires en 2014.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et de 29 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 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 BAIL 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA comparable	231	330	576	607
Amortissement comparable ¹	(77)	(69)	(154)	(143)
BAIL comparable	154	261	422	464
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	108	—	108	—
Résiliation du contrat avec Niska	(41)	—	(41)	—
Activités de gestion des risques	(5)	(18)	(16)	(22)
Bénéfice sectoriel	216	243	473	442

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

Notre bénéfice du secteur de l'énergie a diminué de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et augmenté de 31 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie comprenait les éléments précis suivants pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014 :

- 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 41 millions de dollars (31 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(2)	(4)	(2)	(6)
Installations énergétiques aux États-Unis	(9)	(18)	(11)	(17)
Stockage de gaz naturel	6	4	(3)	1
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(5)	(18)	(16)	(22)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	46	117	118	191
Installations énergétiques de l'Est ¹	70	69	163	159
Bruce Power	24	59	88	90
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada²	140	245	369	440
Amortissement comparable	(45)	(43)	(89)	(86)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada²	95	202	280	354
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	88	80	174	147
Amortissement comparable	(27)	(23)	(54)	(51)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	61	57	120	96
Incidence du change	6	1	11	2
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	67	58	131	98
Stockage de gaz naturel et autres				
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	2	9	29	27
Amortissement comparable	(3)	(2)	(6)	(5)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	(1)	7	23	22
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(7)	(6)	(12)	(10)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	154	261	422	464

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013.

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 progressé de 99 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 comparativement à la même période en 2013. La baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le recul des résultats des installations énergétiques de l'Ouest par suite de la baisse des prix réalisés de l'électricité;
- la diminution de notre quote-part du bénéfice de Bruce Power attribuable principalement au nombre plus élevé de jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus à Bruce A, compensée en partie par le nombre moindre de jours d'arrêt à Bruce B;
- le relèvement des résultats des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison de la hausse des prix de capacité réalisés;
- le bénéfice moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a diminué de 31 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014 comparativement à la même période en 2013. La diminution est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le recul du résultat des installations énergétiques de l'Ouest consécutif à 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 relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison des résultats supplémentaires attribuables aux installations de production d'énergie solaire acquises en Ontario en 2013.

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

DEUXIÈME 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	160	157	341	297
Installations énergétiques de l'Est ¹	88	91	230	200
Autres ²	6	22	57	53
	254	270	628	550
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	8	66	28	88
Achats de produits de base revendus	(90)	(83)	(191)	(150)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(58)	(71)	(186)	(144)
Exclusion faite des activités de gestion des risques	2	4	2	6
BAIIA comparable	116	186	281	350
Amortissement comparable	(45)	(43)	(89)	(86)
BAII comparable	71	143	192	264
Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest	46	117	118	191
Installations énergétiques de l'Est	70	69	163	159
BAIIA comparable	116	186	281	350

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013.

2 Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique. La vente de Cancarb a été conclue le 15 avril 2014.

3 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.

DEUXIÈME 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	611	687	1 220	1 357
Installations énergétiques de l'Est ¹	596	750	1 873	2 096
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ²	2 598	1 788	5 398	3 495
Autres achats	2	—	7	—
	3 807	3 225	8 498	6 948
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 434	1 939	4 895	3 646
Installations énergétiques de l'Est ¹	596	750	1 873	2 096
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	777	536	1 730	1 206
	3 807	3 225	8 498	6 948
Capacité disponible des centrales³				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	94 %	92 %	95 %	94 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	73 %	80 %	86 %	88 %

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013.

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 71 millions de dollars et de 73 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 et de ventes.

Les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont diminué de 66 %, passant de 123 \$ le MWh à 42 \$ le MWh pour le trimestre clos le 30 juin 2014, et de 45 %, passant de 94 \$ le MWh à 52 \$ le MWh pour le semestre clos le 30 juin 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 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-seize pour cent des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été effectuées en vertu de contrats au deuxième trimestre de 2014, comparativement à 78 % au deuxième trimestre de 2013.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a progressé de 1 million de dollars et de 4 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013, en raison principalement des résultats supplémentaires attribuables aux quatre installations de production d'énergie solaire acquises en Ontario en 2013.

Le recul de la capacité disponible des installations du secteur énergétique de l'Est au deuxième trimestre de 2014 résulte de la diminution de la capacité disponible de Halton Hills engendrée par un arrêt de production pour entretien.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

BRUCE POWER

Quote-part nous revenant

(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹				
Bruce A	(2)	51	47	87
Bruce B	26	8	41	3
	24	59	88	90
Comprend ce qui suit :				
Produits	265	306	565	593
Charges d'exploitation	(164)	(172)	(321)	(344)
Amortissement et autres	(77)	(75)	(156)	(159)
	24	59	88	90
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²				
Bruce A	64 %	88 %	72 %	77 %
Bruce B	93 %	80 %	89 %	79 %
Capacité cumulée de Bruce Power	79 %	84 %	82 %	78 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	84	33	84	123
Bruce B	25	70	74	140
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	45	—	105	8
Bruce B	—	3	—	12
Volumes des ventes (en GWh) ¹				
Bruce A	2 037	2 464	4 564	4 561
Bruce B	2 048	1 726	3 972	3 460
	4 085	4 190	8 536	8 021
Prix de vente réalisés par MWh ³				
Bruce A	72 \$	71 \$	71 \$	70 \$
Bruce B	55 \$	54 \$	55 \$	53 \$
Prix cumulé pour Bruce Power	62 \$	63 \$	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 Les calculs sont fondés sur la production réelle et 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.

La quote-part du bénéfice dans Bruce A a diminué de 53 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013. La diminution est principalement attribuable :

- au résultat moindre du réacteur 3, compte tenu de l'arrêt d'exploitation prévu entrepris en avril 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 dans Bruce B a affiché une hausse de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et de 38 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013. Ces accroissements sont attribuables principalement à une augmentation des volumes et à une diminution des charges d'exploitation résultant de la réduction du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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.

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.

Le taux global de capacité disponible des centrales en 2014 devrait se situer dans la tranche inférieure des 80 % pour Bruce A et dans la partie supérieure des 80 % pour Bruce B. Des travaux d'entretien prévus dans le cas d'un des réacteurs de Bruce B devraient avoir lieu au quatrième trimestre de 2014.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits				
Installations énergétiques ¹	311	316	1 054	779
Capacité	96	77	166	124
	407	393	1 220	903
Achats de produits de base revendus	(218)	(197)	(767)	(503)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(109)	(134)	(289)	(270)
Exclusion faite des activités de gestion des risques	8	18	10	17
BAIIA comparable	88	80	174	147
Amortissement comparable	(27)	(23)	(54)	(51)
BAII comparable	61	57	120	96

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 006	1 761	3 244	2 812
Achats	1 865	1 878	4 694	4 357
	3 871	3 639	7 938	7 169
Capacité disponible des centrales¹	89 %	91 %	87 %	85 %

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 8 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 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 nos installations hydroélectriques;
- 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.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 27 millions de dollars US pour le semestre clos le 30 juin 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 majoration des prix de l'électricité réalisés et de l'augmentation de la production en Nouvelle-Angleterre;
- de la majoration des prix de l'électricité réalisés et de la production accrue de New York, contrebalancée par l'augmentation des coûts d'exploitation des centrales du fait de la progression des coûts du combustible;
- 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 supérieurs pour le semestre clos le 30 juin 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 juin 2014, le prix moyen de l'électricité sur le marché au comptant de Nouvelle-Angleterre est demeuré inchangé à 40 \$ le MWh, tandis qu'il a diminué de 12 % pour se chiffrer à 38 \$ le MWh sur le marché au comptant de New York par rapport à la même période en 2013. Pour le semestre clos le 30 juin 2014, le prix moyen de l'électricité sur le marché au comptant de la Nouvelle-Angleterre a progressé de 45 % pour atteindre 93 \$ le MWh et sur le marché au comptant de New York, le prix moyen moyen de l'électricité a augmenté de 44 %, par rapport à la même période en 2013, pour s'établir à 82 \$ le MWh.

Les prix de capacité sur le marché au comptant dans la ville de New York ont progressé en moyenne de 26 % et 46 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux périodes correspondantes de 2013. Ces augmentations ainsi que l'incidence des opérations de couverture ont donné lieu à des prix de capacité réalisés supérieurs à New York.

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

Au 30 juin 2014, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 3 500 GWh d'électricité, ou 60 % de leur production prévue, pour le reste de 2014 et pour environ 3 100 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 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 et une hausse de 2 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux périodes correspondantes de 2013. Le recul au trimestre clos le 30 juin 2014 est principalement attribuable à la diminution des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et auprès de tiers engendrée par les écarts inférieurs réalisés pour le gaz naturel stocké. La hausse enregistrée au semestre clos le 30 juin 2014 est principalement attribuable à l'augmentation des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif comptabilisés au premier trimestre et découlant des écarts supérieurs réalisés pour le gaz naturel stocké, mais elle a été partiellement annulée par une diminution des produits tirés du stockage auprès de tiers. 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 avons poursuivi l'expansion du réseau de NGTL au deuxième trimestre de 2014. Sur les 400 millions de dollars d'installations que l'ONÉ a approuvées, les mises en service totalisaient environ 250 millions de dollars au 30 juin 2014. De plus, nous avons des projets d'une valeur approximative de 1,9 milliard de dollars dont l'approbation a été demandée, mais qui n'ont pas encore été approuvés par l'ONÉ; il s'agit principalement du projet North Montney, d'une valeur de 1,7 milliard de dollars, qui est décrit ci-dessous.

En mars 2014, nous avons reçu une ordonnance de sécurité de la part de l'ONÉ, par suite de rejets récents provenant de gazoducs du réseau de NGTL. Conformément à cette ordonnance, nous devons réduire la pression d'exploitation maximale sur 3 % des tronçons du réseau de NGTL. Le 28 mars 2014, nous avons présenté une demande de révision et de modification de l'ordonnance, de façon à minimiser les perturbations qui pourraient affecter l'approvisionnement en gaz tout en maintenant un niveau élevé de sécurité. En avril 2014, l'ONÉ a acquiescé à notre demande de révision et de modification à certaines conditions. Nous accélérons certains éléments de notre programme de gestion de l'intégrité en fonction de l'ordonnance de l'ONÉ.

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.

Nous prévoyons déposer une demande pour obtenir les approbations nécessaires à la construction et à l'exploitation de la canalisation auprès de l'ONÉ au quatrième trimestre de 2014. 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.

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 à la mi-octobre 2014, dans le cas de l'étape de Calgary, et à la mi-novembre, dans le cas de l'étape de Fort St. John. Nous prévoyons la décision de l'ONÉ sur la demande au premier trimestre de 2015.

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. Le 9 mai 2014, l'ONÉ a rendu public l'ordonnance d'audience qui établit 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, le début de la partie orale de l'audience étant fixé au 9 septembre 2014.

Projet du réseau principal Est

Le 8 mai 2014, nous avons déposé auprès de l'ONÉ une description du projet du réseau principal Est. Le projet mis de l'avant ajoutera de nouvelles installations à notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada dans le sud-est de l'Ontario par suite 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 mis de l'avant se traduira par l'ajout de 0,6 Gpi³/j de capacité nouvelle et assurera des niveaux de capacité suffisants pour

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

répondre aussi bien aux besoins des expéditeurs actuels qu'aux nouveaux engagements contractuels de 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 au deuxième trimestre de 2017.

Pipelines aux États-Unis

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 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. Nous sommes également à évaluer de plus près la demande de service qui pourrait donner lieu à d'autres possibilités d'amélioration et d'expansion du réseau pipelinier d'ANR.

Pipelines au Mexique

Projet de prolongement du gazoduc de Tamazunchale

La construction du prolongement de 600 millions de dollars US se poursuit et devrait se terminer d'ici la fin de septembre 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 la perception 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

Au premier trimestre de 2014, nous avons déposé une demande de certificat d'évaluation environnementale auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique (l'« EAO ») et une demande auprès de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique. Nous sommes à mettre à jour le travail sur le terrain le long du tracé du pipeline afin d'étayer les demandes réglementaires et d'affiner les estimations des coûts en capital.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

La demande d'évaluation environnementale présentée en avril 2014 à l'EAO a été jugée complète. L'EAO a enclenché la période d'examen de 180 jours. Celle-ci comprenait une période de commentaires publics de 45 jours qui a pris fin le 10 juillet 2014. Une demande relative aux installations a été déposée également auprès de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique en avril 2014. L'approbation réglementaire du gazoduc devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2014 et la décision d'investissement finale de Pacific NorthWest LNG devrait suivre à la fin de 2014.

Alaska

En avril 2014, l'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi visant à assurer le retrait progressif de la loi dite *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA ») et à permettre la conclusion d'une nouvelle entente commerciale entre TransCanada, les trois principaux producteurs du versant nord de l'Alaska et l'Alaska Gasline Development Corp. Il a été convenu également qu'un projet d'exportation de GNL constitue actuellement une solution plus avantageuse qu'un gazoduc vers l'Alberta pour commercialiser les ressources gazières du versant nord de l'Alaska, compte tenu de la situation actuelle du marché.

Le 9 juin 2014, nous avons conclu une entente avec l'État de l'Alaska qui prévoit l'abandon du permis relevant de l'AGIA et passé un accord préalable où nous ferons office de transporteur de la partie du gaz naturel de l'État en vertu d'un contrat d'expédition à long terme dans le cadre du projet de GNL en Alaska. Le 30 juin 2014, le projet de GNL en Alaska est entré dans la pré-étape des travaux techniques préliminaires (« pré-ETTP ») suivant l'exécution d'un accord de coentreprise entre nous, les trois principaux producteurs du versant nord de l'Alaska et l'Alaska Gasline Development Corp. Les travaux de pré-ETTP devraient prendre deux ans à réaliser, notre part des coûts devant s'élever à environ 100 millions de dollars US. L'accord préalable prévoit également la récupération de la totalité des coûts de mise en valeur si le projet ne va pas de l'avant.

PIPELINES DE LIQUIDES

Réseau d'oléoducs Keystone

La construction du prolongement sur la côte du golfe du réseau d'oléoducs Keystone, d'un diamètre de 36 pouces et s'étendant sur 780 km (485 milles) depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe est maintenant terminée. Le transport du 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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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. La période de 30 jours prévue pour les commentaires du public est maintenant terminée. 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 et celle-ci devrait entendre cet appel en septembre 2014. En date du 30 juin 2014, nous avons investi 2,4 milliards de dollars US dans le projet Keystone XL.

Cushing Marketlink

La construction des installations de réception Cushing Marketlink à Cushing, en Oklahoma se poursuit. 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. La construction devait être terminée au cours du troisième trimestre de 2014.

Oléoduc Énergie Est

En mars 2014, nous avons soumis la description du projet à 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 et ce montant n'inclut pas 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 en 2018 et les livraisons au Nouveau-Brunswick devraient suivre plus tard en 2018. 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. Nous avons l'intention de déposer les demandes réglementaires nécessaires au troisième trimestre de 2014 afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le pipeline et les installations terminales.

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.

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.

Le 18 juillet 2014, l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie de l'Alberta a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Northern Courier. Nous nous attendons en ce moment à ce que la construction débute au troisième trimestre de 2014 et que la mise en service se fasse en 2017.

ÉNERGIE

Cancarb Limited et l'installation de chaleur résiduelle de Cancarb

La vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité, le 15 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

Nous avons mis fin à notre contrat à long terme de stockage de gaz naturel en Alberta de 38 Gpi³ avec Niska Gas Storage le 30 avril 2014. Ce contrat renfermait des dispositions permettant la résiliation avant l'échéance. Par conséquent, nous avons inscrit une charge de 31 millions de dollars après les impôts au deuxième trimestre de 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.

Énergie solaire en Ontario

Nous prévoyons conclure l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire supplémentaires vers la fin de 2014, alors que l'acquisition de la neuvième et dernière installation devrait être conclue au milieu de 2015, sous réserve de l'achèvement satisfaisant des activités de construction connexes, de l'obtention des approbations réglementaires et des conditions de la convention d'achat relativement à chaque installation. La totalité de l'électricité produite par les installations est ou sera vendue dans le cadre d'accords d'achat d'énergie d'une durée de 20 ans avec l'OEO.

Bécancour

En mai 2014, nous avons reçu de la Régie de l'énergie l'approbation définitive de la modification apportée en décembre 2013 à l'entente originale de suspension convenue avec Hydro-Québec. De plus, Hydro-Québec a exercé l'option prévue par la modification, à savoir prolonger la suspension après 2017, et a demandé une suspension supplémentaire de production jusqu'à la fin de 2018, que la Régie de l'énergie a également approuvée.

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 juin		semestres clos les 30 juin	
	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	(113)	(123)	(227)	(245)
Libellés en dollars US (en dollars US)	(216)	(185)	(423)	(373)
Incidence du change	(19)	(5)	(41)	(6)
	(348)	(313)	(691)	(624)
Intérêts divers et amortissement	(12)	1	(22)	—
Intérêts capitalisés	63	60	142	115
Intérêts débiteurs comparables	(297)	(252)	(571)	(509)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(1)
Intérêts débiteurs	(297)	(252)	(571)	(510)

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 45 millions de dollars et de 62 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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)
- le taux de change plus élevé sur les intérêts débiteurs concernant la dette libellée en dollars US, facteur partiellement contrebalancé par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

Ces augmentations ont été annulées en partie la hausse des intérêts capitalisés, principalement dans le cas de Keystone XL, des projets de pipeline au Mexique et des autres projets liés au transport de GNL et de liquides, par suite de l'achèvement du prolongement du réseau d'oléoducs de Keystone sur la côte du golfe au premier trimestre de 2014.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Intérêts créditeurs et autres comparables	29	(2)	23	16
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	1
Activités de gestion des risques	25	(9)	23	(15)
Intérêts créditeurs et autres	54	(11)	46	2

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont progressé de 31 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2014 comparativement à la même période en 2013, compte tenu des pertes réalisées inférieures en 2014 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 US, de l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises et de la provision liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment le projet Énergie Est, pour les fonds utilisés pendant la construction.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont progressé de 7 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2014 comparativement à la même période en 2013, compte tenu de la hausse de la provision liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment le projet Énergie Est, pour les fonds utilisés pendant la construction, contrebalancée par les pertes supérieures réalisées en 2014 par rapport à celles de 2013 sur les produits dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôts comparable	(162)	(133)	(386)	(292)
Postes particuliers :				
Gain à la vente de Cancarb	(9)	—	(9)	—
Résiliation du contrat avec Niska	10	—	10	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	42
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	25	—	25
Activités de gestion des risques	(4)	10	(1)	12
Charge d'impôts	(165)	(98)	(386)	(213)

La charge d'impôts comparable a progressé de 29 millions de dollars et de 94 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(31)	(23)	(85)	(54)
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(20)	(48)	(35)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 8 millions de dollars et de 31 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, en raison surtout de la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 45 % dans GTN et Bison en juillet 2013.

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 5 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, comparativement aux mêmes périodes en 2013, par suite de 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Fonds provenant de l'exploitation ¹	917	955	2 019	1 871
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	202	(114)	79	(324)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 119	841	2 098	1 547

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 se sont accrues de 278 millions de dollars et de 551 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014 comparativement aux mêmes périodes en 2013, en raison principalement des variations de notre fonds de roulement d'exploitation.

Au 30 juin 2014, notre actif à court terme totalisait 3,0 milliards de dollars, alors que notre passif à court terme se chiffrait à 5,6 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un manque de 2,6 milliards de dollars au fonds de roulement d'exploitation 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Dépenses en immobilisations	(967)	(1 109)	(1 745)	(2 038)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(40)	(39)	(129)	(71)
Acquisitions	—	(55)	—	(55)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des frais de transaction	187	—	187	—

Nos dépenses d'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.

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	16	10	1 380	744
Remboursements sur la dette à long terme	(205)	(695)	(982)	(709)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	225	1 388	(522)	559
Dividendes et distributions versés	(412)	(386)	(802)	(736)
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	—	384	—	384
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	(1)	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 dollars 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 \$	Dérenture	Juin 2014	11,10 %
53 \$	Dérenture	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. 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 de titres de participation a servi à des fins générales et a permis de réduire la dette à court terme de la société.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

DIVIDENDES

Le 31 juillet 2014, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,48 \$ par action ordinaire

Payables le 31 octobre 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2014

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,2875 \$

Série 3 0,25 \$

Payables le 30 septembre 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 2 septembre 2014

Série 5 0,275 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payables le 30 octobre 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2014

INFORMATION SUR LES ACTIONS

28 juillet 2014

Actions ordinaires		Émises et en circulation	
		708 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 supplémentaires, à d'autres fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et l'accès à des liquidités supplémentaires.

Au 30 juin 2014, nous disposions 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 prorogeable 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 prorogeable 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 prorogeable 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 juin 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 1 milliard 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 400 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 dans nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2014 ni pour les 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.

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 juin 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 211 millions de dollars au 30 juin 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

Puisqu'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 aux États-Unis, le risque lié aux fluctuations du dollar US 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

Deuxième trimestre de 2014	1,09
Deuxième 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	140	101	351	301
BAIL comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	133	95	262	189
BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis	61	57	120	96
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(216)	(185)	(423)	(373)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations en dollars US	43	49	95	93
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(53)	(39)	(132)	(87)
	108	78	273	219

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 juin 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	(186)	3 250 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2014)	(14)	300 US	(11)	850 US
	(200)	3 550 US	(212)	4 650 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2014 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 5 millions de dollars et 11 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars et de 14 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 juin 2014	31 décembre 2013
Valeur comptable	15 600 (14 600 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	18 200 (17 100 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 juin 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
Créditeurs et autres	(57)	(50)
Autres passifs à long terme	(149)	(167)
	(200)	(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 bénéficiaire 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 du 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 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 bénéficiaire 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 juin 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	354	395
Actifs incorporels et autres actifs	127	112
Créditeurs et autres	(404)	(357)
Autres passifs à long terme	(236)	(255)
	(159)	(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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Électricité	6	5	15	(3)
Gaz naturel	(14)	(21)	(21)	(12)
Change	25	(10)	23	(16)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Électricité	(3)	(29)	(31)	(36)
Gaz naturel	(4)	(5)	46	(7)
Change	(1)	(6)	(18)	(7)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Électricité	(4)	(84)	188	(11)
Gaz naturel	—	(1)	—	(1)
Intérêts	1	2	2	4

- 1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre de l'électricité ou du 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 juin 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 5 millions de dollars (7 millions de dollars en 2013) et une valeur nominale de 300 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 le semestre clos le 30 juin 2014 sont de respectivement 2 millions de dollars et 3 millions de dollars (2 millions de dollars et 4 millions de dollars pour les périodes respectives en 2013) et ont été inclus dans les intérêts débiteurs. Pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 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 semestres clos les 30 juin 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.

DEUXIÈME 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)				
Électricité	(7)	(70)	34	(34)
Gaz naturel	(1)	—	(1)	—
Change	—	2	10	4
Intérêts	(1)	—	(1)	—
	(9)	(68)	42	(30)
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹				
Électricité ²	(1)	12	(109)	1
Gaz naturel	2	2	2	2
Intérêts	3	4	8	8
	4	18	(99)	11
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constaté(e)s dans les résultats (partie inefficace)				
Électricité	3	(2)	(10)	(7)
	3	(2)	(10)	(7)

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

2 Montant constaté dans les produits du secteur de l'énergie à l'état consolidé condensé des résultats.

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 juin 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 17 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 juin 2014, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 17 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 juin 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.

Au deuxième 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA	1 279	1 125	2 664	2 344
Gain à la vente de Cancarb	(108)	—	(108)	—
Résiliation du contrat avec Niska	41	—	41	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(55)
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	5	18	16	22
BAIIA comparable	1 217	1 143	2 613	2 311
Amortissement comparable	(399)	(356)	(792)	(710)
BAII comparable	818	787	1 821	1 601
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	(297)	(252)	(571)	(509)
Intérêts créditeurs et autres comparables	29	(2)	23	16
Charge d'impôts comparable	(162)	(133)	(386)	(292)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(31)	(23)	(85)	(54)
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(20)	(48)	(35)
Résultat comparable	332	357	754	727
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	99	—	99	—
Résiliation du contrat avec Niska	(31)	—	(31)	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	84
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	25	—	25
Activités de gestion des risques ¹	16	(17)	6	(25)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	416	365	828	811
Amortissement comparable	(399)	(356)	(792)	(710)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(13)
Amortissement	(399)	(356)	(792)	(723)
Intérêts débiteurs comparables	(297)	(252)	(571)	(509)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	(1)
Intérêts débiteurs	(297)	(252)	(571)	(510)
Intérêts créditeurs et autres comparables	29	(2)	23	16
Postes particuliers :				
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	1
Activités de gestion des risques ¹	25	(9)	23	(15)
Intérêts créditeurs et autres	54	(11)	46	2
Charge d'impôts comparable	(162)	(133)	(386)	(292)
Postes particuliers :				
Gain à la vente de Cancarb	(9)	—	(9)	—
Résiliation du contrat avec Niska	10	—	10	—
Proposition de restructuration au Canada - 2012	—	—	—	42
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	25	—	25
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	—
Activités de gestion des risques ¹	(4)	10	(1)	12
Charge d'impôts	(165)	(98)	(386)	(213)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Résultat comparable par action ordinaire	0,47 \$	0,51 \$	1,07 \$	1,03 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	0,14	—	0,14	—
Résiliation du contrat avec Niska	(0,04)	—	(0,04)	—
Décision de l'ONÉ - 2012	—	—	—	0,12
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	0,04	—	0,04
Activités de gestion des risques ¹	0,02	(0,03)	—	(0,04)
Bénéfice net par action ordinaire	0,59 \$	0,52 \$	1,17 \$	1,15 \$

1 Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(2)	(4)	(2)	(6)
Installations énergétiques aux États-Unis	(9)	(18)	(11)	(17)
Stockage de gaz naturel	6	4	(3)	1
Change	25	(9)	23	(15)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(4)	10	(1)	12
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	16	(17)	6	(25)

BAIIA et BIIII comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 juin 2014 (non audité - en millions de dollars)		Pipelines de liquides ¹				Total
		Gazoducs	Énergie	Siège social		
BAIIA	759	249	293	(22)		1 279
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—		(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	41	—		41
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	5	—		5
BAIIA comparable	759	249	231	(22)		1 217
Amortissement comparable	(263)	(54)	(77)	(5)		(399)
BIIII comparable	496	195	154	(27)		818

trimestre clos le 30 juin 2013 (non audité - en millions de dollars)		Pipelines de liquides ¹				Total
		Gazoducs	Énergie	Siège social		
BAIIA	644	186	312	(17)		1 125
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	18	—		18
BAIIA comparable	644	186	330	(17)		1 143
Amortissement comparable	(245)	(37)	(69)	(5)		(356)
BIIII comparable	399	149	261	(22)		787

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

semestre clos le 30 juin 2014 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	1 607	490	627	(60)	2 664
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	41	—	41
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	16	—	16
BAIIA comparable	1 607	490	576	(60)	2 613
Amortissement comparable	(525)	(103)	(154)	(10)	(792)
BAII comparable	1 082	387	422	(70)	1 821

semestre clos le 30 juin 2013 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	1 445	365	585	(51)	2 344
Décision de l'ONÉ - 2012	(55)	—	—	—	(55)
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	22	—	22
BAIIA comparable	1 390	365	607	(51)	2 311
Amortissement comparable	(485)	(74)	(143)	(8)	(710)
BAII comparable	905	291	464	(59)	1 601

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014		2013				2012	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 234	2 884	2 332	2 204	2 009	2 252	2 089	2 126
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	416	412	420	481	365	446	306	369
Résultat comparable	332	422	410	447	357	370	318	349
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,59 \$	0,58 \$	0,59 \$	0,68 \$	0,52 \$	0,63 \$	0,43 \$	0,52 \$
Résultat comparable par action	0,47 \$	0,60 \$	0,58 \$	0,63 \$	0,51 \$	0,52 \$	0,45 \$	0,50 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,48 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,44 \$	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 :

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

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net 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 demeurent relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice.

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 pour entretien préventif et correctif;
- 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.

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 couvertures économiques 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. Puisque ces montants ne représentent pas de manière précise 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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.I 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits				
Gazoducs	1 154	1 031	2 369	2 188
Pipelines de liquides	366	278	725	549
Énergie	714	700	2 024	1 524
	2 234	2 009	5 118	4 261
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	68	153	203	246
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	684	648	1 489	1 289
Achats de produits de base revendus	328	283	1 034	659
Impôts fonciers	119	106	242	215
Amortissement	399	356	792	723
Gain à la vente d'actifs	(108)	—	(108)	—
	1 422	1 393	3 449	2 886
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	297	252	571	510
Intérêts créditeurs et autres	(54)	11	(46)	(2)
	243	263	525	508
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	637	506	1 347	1 113
Charge d'impôts				
Exigibles	23	(36)	82	43
Reportés	142	134	304	170
	165	98	386	213
Bénéfice net	472	408	961	900
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	31	23	85	54
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	441	385	876	846
Dividendes sur les actions privilégiées	25	20	48	35
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	416	365	828	811
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,59 \$	0,52 \$	1,17 \$	1,15 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,46 \$	0,96 \$	0,92 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	708	707	708	706
Dilué	709	708	709	707

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net	472	408	961	900
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(190)	225	50	336
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	79	(135)	(48)	(184)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(4)	(44)	27	(23)
Reclassement dans le bénéfice net de gains (pertes) sur les couvertures de flux de trésorerie	2	11	(60)	7
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	5	6	9	12
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	(2)	2	(3)
Autres éléments du résultat étendu (note 8)	(106)	61	(20)	145
Résultat étendu	366	469	941	1 045
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(8)	60	90	111
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	374	409	851	934
Dividendes sur les actions privilégiées	25	20	50	35
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	349	389	801	899

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	472	408	961	900
Amortissement	399	356	792	723
Impôts reportés	142	134	304	170
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(68)	(153)	(203)	(246)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	84	180	254	264
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure à la charge	2	11	12	26
Gain à la vente d'actifs	(108)	—	(108)	—
Autres	(6)	19	7	34
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	202	(114)	79	(324)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 119	841	2 098	1 547
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(967)	(1 109)	(1 745)	(2 038)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(40)	(39)	(129)	(71)
Acquisitions	—	(55)	—	(55)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	187	—	187	—
Montants reportés et autres	(94)	(144)	(117)	(164)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(914)	(1 347)	(1 804)	(2 328)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(365)	(351)	(710)	(666)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(47)	(35)	(92)	(70)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	225	1 388	(522)	559
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	16	10	1 380	744
Remboursements sur la dette à long terme	(205)	(695)	(982)	(709)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	6	23	16	55
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	—	384	—	384
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	(1)	440	585
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	(200)	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(370)	723	(670)	882
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(17)	14	16	22
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(182)	231	(360)	123
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	749	443	927	551
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	567	674	567	674

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

	30 juin	31 décembre
(non audité - en millions de dollars canadiens)	2014	2013
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	567	927
Débiteurs	1 124	1 122
Stocks	252	251
Autres	1 050	847
	2 993	3 147
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 18 551 \$ et 17 851 \$	38 456	37 606
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 719	5 759
Actifs réglementaires	1 610	1 735
Écart d'acquisition	3 712	3 696
Actifs incorporels et autres actifs	2 220	1 955
	54 710	53 898
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 343	1 842
Créditeurs et autres	2 353	2 155
Intérêts courus	383	388
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 518	973
	5 597	5 358
Passifs réglementaires	233	229
Autres passifs à long terme	632	656
Passifs d'impôts reportés	4 890	4 564
Dette à long terme	21 774	21 892
Billets subordonnés de rang inférieur	1 067	1 063
	34 193	33 762
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 166	12 149
Émises et en circulation :	Au 30 juin 2014 : 708 millions d'actions Au 31 décembre 2013 : 707 millions d'actions	
Actions privilégiées	2 255	1 813
Surplus d'apport	398	401
Bénéfices non répartis	5 244	5 096
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 8)	(959)	(934)
Participations assurant le contrôle	19 104	18 525
Participations sans contrôle	1 413	1 611
	20 517	20 136
	54 710	53 898
Éventualités et garanties (note 11)		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité - en millions de dollars canadiens)	semestres clos les 30 juin	
	2014	2013
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 149	12 069
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	17	62
Solde à la fin de la période	12 166	12 131
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	3	(4)
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	—	29
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(6)	—
Solde à la fin de la période	398	404
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	5 096	4 687
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	876	846
Dividendes sur les actions ordinaires	(680)	(650)
Dividendes sur les actions privilégiées	(48)	(37)
Solde à la fin de la période	5 244	4 846
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(934)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu	(25)	88
Solde à la fin de la période	(959)	(1 360)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	19 104	17 834
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	74	36
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	2	11
Portland	9	7
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	5	57
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	—	384
Diminution de la participation de TransCanada	—	(47)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(92)	(70)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(194)	—
Change et autres	(2)	9
Solde à la fin de la période	1 413	1 812
Total des capitaux propres	20 517	19 646

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 refléter 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 intérimaires 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 les 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 juin (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	1 154	1 031	366	278	714	700	—	—	2 234	2 009
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	37	29	—	—	31	124	—	—	68	153
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(348)	(339)	(100)	(82)	(214)	(210)	(22)	(17)	(684)	(648)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(328)	(283)	—	—	(328)	(283)
Impôts fonciers	(84)	(77)	(17)	(10)	(18)	(19)	—	—	(119)	(106)
Amortissement	(263)	(245)	(54)	(37)	(77)	(69)	(5)	(5)	(399)	(356)
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	—	108	—	—	—	108	—
Bénéfice sectoriel	496	399	195	149	216	243	(27)	(22)	880	769
Intérêts débiteurs									(297)	(252)
Intérêts créditeurs et autres									54	(11)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									637	506
Charge d'impôts									(165)	(98)
Bénéfice net									472	408
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(31)	(23)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									441	385
Dividendes sur les actions privilégiées									(25)	(20)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									416	365

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

semestres clos les 30 juin (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	2 369	2 188	725	549	2 024	1 524	—	—	5 118	4 261
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	89	69	—	—	114	177	—	—	203	246
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(681)	(657)	(201)	(161)	(547)	(420)	(60)	(51)	(1 489)	(1 289)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 034)	(659)	—	—	(1 034)	(659)
Impôts fonciers	(170)	(155)	(34)	(23)	(38)	(37)	—	—	(242)	(215)
Amortissement	(525)	(498)	(103)	(74)	(154)	(143)	(10)	(8)	(792)	(723)
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	—	108	—	—	—	108	—
Bénéfice sectoriel	1 082	947	387	291	473	442	(70)	(59)	1 872	1 621
Intérêts débiteurs									(571)	(510)
Intérêts créditeurs et autres									46	2
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									1 347	1 113
Charge d'impôts									(386)	(213)
Bénéfice net									961	900
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(85)	(54)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									876	846
Dividendes sur les actions privilégiées									(48)	(35)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									828	811

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2014	31 décembre 2013
Gazoducs	25 406	25 165
Pipelines de liquides ¹	14 189	13 253
Énergie	13 580	13 747
Siège social	1 535	1 733
	54 710	53 898

1 Antérieurement le secteur Oléoducs.

4. Cession d'actifs

La vente de Cancarb Limited et de sa centrale électrique a été conclue le 15 avril 2014 et a engendré 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) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014. Ce gain a été présenté de façon distincte à l'état consolidé des résultats.

5. Impôts sur le bénéfice

Au 30 juin 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 du semestre clos le 30 juin 2014 comprennent respectivement un bénéfice de 1 million de dollars et néant au titre de la contrepassation des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (respectivement néant et 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 30 juin 2013). Au 30 juin 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 semestres clos les 30 juin 2014 et 2013 étaient de respectivement 29 % et 19 %. 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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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 le semestre clos le 30 juin 2014, TransCanada a capitalisé des intérêts de respectivement 63 millions de dollars et 142 millions de dollars (respectivement 60 millions de dollars et 115 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 dollars 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 \$	Dérenture	Juin 2014	11,10 %
53 \$	Dérenture	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 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 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 étendu

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

trimestre clos le 30 juin 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(140)	(50)	(190)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	107	(28)	79
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(9)	5	(4)
Reclassement dans le bénéfice net de gains (pertes) sur les couvertures de flux de trésorerie	4	(2)	2
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	7	(2)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	1	2
Autres éléments du résultat étendu	(30)	(76)	(106)

trimestre clos le 30 juin 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	170	55	225
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(182)	47	(135)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(68)	24	(44)
Reclassement dans le bénéfice net de gains (pertes) sur les couvertures de flux de trésorerie	18	(7)	11
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	7	(1)	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(3)	1	(2)
Autres éléments du résultat étendu	(58)	119	61

semestre clos le 30 juin 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	51	(1)	50
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(64)	16	(48)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	42	(15)	27
Reclassement dans le bénéfice net de gains (pertes) sur les couvertures de flux de trésorerie	(99)	39	(60)
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	13	(4)	9
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	1	2
Autres éléments du résultat étendu	(56)	36	(20)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

semestre clos le 30 juin 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	247	89	336
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(248)	64	(184)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(30)	7	(23)
Reclassement dans le bénéfice net de gains (pertes) sur les couvertures de flux de trésorerie	11	(4)	7
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	17	(5)	12
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(4)	1	(3)
Autres éléments du résultat étendu	(7)	152	145

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

trimestre clos le 30 juin 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} avril 2014	(560)	(35)	(193)	(104)	(892)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(72)	(4)	—	—	(76)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	2	5	2	9
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(72)	(2)	5	2	(67)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2014	(632)	(37)	(188)	(102)	(959)

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes constatées 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 pertes de 39 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 9 millions de dollars (4 millions de dollars, déduction faite des impôts) au 30 juin 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.

semestre clos le 30 juin 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} janvier 2014	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(3)	27	—	—	24
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	(60)	9	2	(49)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(3)	(33)	9	2	(25)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2014	(632)	(37)	(188)	(102)	(959)

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes constatées 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 5 millions de dollars au titre des participations sans contrôle.
- 3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie constatées dans les autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 9 millions de dollars (4 millions de dollars, déduction faite des impôts) au 30 juin 2014. Ces

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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 juin 2014	semestre clos le 30 juin 2014	
Couvertures de flux de trésorerie			
Installations énergétiques et gaz naturel	(1)	107	Produits (Énergie)
Intérêts	(3)	(8)	Intérêts débiteurs
	(4)	99	Total avant les impôts
	2	(39)	Charge d'impôts
	(2)	60	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 ²	(7)	(13)	Total avant les impôts
	2	4	Charge d'impôts
	(5)	(9)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice tiré de la participation	(1)	(1)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	(1)	Charge d'impôts
	(2)	(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)	trimestre clos les 30 juin				semestre clos les 30 juin			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Coût des services rendus	21	22	—	—	43	41	1	1
Intérêts débiteurs	28	23	3	2	56	47	5	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(34)	(29)	(1)	(1)	(69)	(58)	(1)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle	6	6	—	—	11	15	1	1
Amortissement du coût des services passés	1	1	—	—	1	1	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	4	8	—	1	9	15	—	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	1	1	—	—	1	1
Coût net des prestations constaté	26	31	3	3	51	61	7	7

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 juin 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 juin 2014, la concentration du risque de crédit de la société était de 211 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 juin 2014	31 décembre 2013
Valeur comptable	15 600 (14 600 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	18 200 (17 100 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 juin 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	(186)	3 250 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2014)	(14)	300 US	(11)	850 US
	(200)	3 550 US	(212)	4 650 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2014 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 5 millions de dollars et 11 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars et de 14 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 juin 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
Créditeurs et autres	(57)	(50)
Autres passifs à long terme	(149)	(167)
	(200)	(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 bénéfices 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 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 au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2014		31 décembre 2013	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur	Valeur comptable ¹	Juste valeur
Billet à recevoir et autres ¹	196	235	226	269
Actifs disponibles à la vente ²	46	46	47	47
Dette à court terme et à long terme ^{3,4}	(23 292)	(27 819)	(22 865)	(26 134)
Billets subordonnés de rang inférieur	(1 067)	(1 111)	(1 063)	(1 093)
	(24 117)	(28 649)	(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 300 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 le semestre clos le 30 juin 2014 comprend respectivement des gains de 1 million de dollars et des pertes de 5 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars et pertes 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 300 millions de dollars US au 30 juin 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 bénéfices 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

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 juin 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	354	395
Actifs incorporels et autres actifs	127	112
Créditeurs et autres	(404)	(357)
Autres passifs à long terme	(236)	(255)
	(159)	(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	314 \$	51 \$	14 \$	5 \$
Passifs	(320)\$	(70)\$	(2)\$	(5) \$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	41 098	99	—	—
Ventes	39 010	50	—	—
En dollars US	—	—	1 516 \$ US	100 \$ US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 juin 2014	6 \$	(14)\$	25 \$	— \$
semestre clos le 30 juin 2014	15 \$	(21)\$	23 \$	— \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 juin 2014	(3)\$	(4)\$	(1)\$	—\$
semestre clos le 30 juin 2014	(31)\$	46 \$	(18)\$	—\$
Dates d'échéance ³	2014-2017	2014-2020	2014	2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	86 \$	— \$	— \$	5 \$
Passifs	(35)\$	— \$	— \$	(2)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	10 102	—	—	—
Ventes	6 034	—	—	—
En dollars US	—	—	—	450 \$ US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 juin 2014	(4)\$	— \$	— \$	1 \$
semestre clos le 30 juin 2014	188 \$	— \$	— \$	2 \$
Dates d'échéance ³	2014-2018	—	—	2015-2018

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

- 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 juin 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 5 millions de dollars et une valeur nominale de 300 millions de dollars US au 30 juin 2014. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, à respectivement 2 millions de dollars et 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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.
- 7 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 juin 2013	5 \$	(21)\$	(10)\$	— \$
semestre clos le 30 juin 2013	(3)\$	(12)\$	(16)\$	— \$
Pertes nettes réalisées de la période ⁵				
trimestre clos le 30 juin 2013	(29)\$	(5)\$	(6)\$	— \$
semestre clos le 30 juin 2013	(36)\$	(7)\$	(7)\$	— \$
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 juin 2013	(84)\$	(1)\$	— \$	2 \$
semestre clos le 30 juin 2013	(11)\$	(1)\$	— \$	4 \$
Dates d'échéance ³	2014-2018	—	2014	2015-2018

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

- 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.
- 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 le semestre clos le 30 juin 2013, à respectivement 2 millions de dollars et 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)				
Électricité	(7)	(70)	34	(34)
Gaz naturel	(1)	—	(1)	—
Change	—	2	10	4
Intérêts	(1)	—	(1)	—
	(9)	(68)	42	(30)
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹				
Électricité ²	(1)	12	(109)	1
Gaz naturel	2	2	2	2
Intérêts	3	4	8	8
	4	18	(99)	11
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constaté(e)s dans les résultats (partie inefficace)				
Électricité	3	(2)	(10)	(7)
	3	(2)	(10)	(7)

- 1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Montant constaté dans les produits du secteur de l'énergie à l'état consolidé condensé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. 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 :

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2014

au 30 juin 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés - actifs			
Électricité	400	(317)	83
Gaz naturel	51	(50)	1
Change	20	(20)	—
Intérêts	10	(1)	9
Total	481	(388)	93
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(355)	317	(38)
Gaz naturel	(70)	50	(20)
Change	(208)	20	(188)
Intérêts	(7)	1	(6)
Total	(640)	388	(252)

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 juin 2014, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 164 millions de dollars et des lettres de crédit de 18 millions de dollars. La société détenait 1 million de dollars en lettres de crédit relativement aux risques liés aux actifs au 30 juin 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 compensation¹	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 juin 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 17 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 juin 2014, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 17 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	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. 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. 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. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.
Niveau 3	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. 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. 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.

DEUXIÈME 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 juin 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) ¹	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	396	4	400
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	33	18	—	51
Contrats de change	—	20	—	20
Contrats sur taux d'intérêt	—	10	—	10
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(352)	(3)	(355)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(32)	(36)	(2)	(70)
Contrats de change	—	(208)	—	(208)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(7)	—	(7)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	—	46	—	46
	1	(113)	(1)	(113)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 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 (niveau 1) ¹	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
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.

DEUXIÈME 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 de la juste valeur :

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

1 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, les produits du secteur de l'énergie comprennent des pertes non réalisées attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus à la date de clôture de 2 millions de dollars (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 4 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 juin 2014.

11. Éventualités et garanties

TransCanada et ses filiales font l'objet de différentes actions en justice, demandes d'arbitrage et mesures dans le cours normal de l'exploitation. Il est impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, mais la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière ou 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.

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Échéance	au 30 juin 2014		au 31 décembre 2013	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	674	7	740	8
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	64	10	51	10
		738	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.