Communiqué

TransCanada
Du possible au réel

Solides résultats financiers trimestriels et annuels pour TransCanada
Dividende sur les actions ordinaires majoré de 8 % pour passer à 2,08 $ par action par année

CALGARY, Alberta – **Le 13 février 2015** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du quatrième trimestre de 2014 s'établit à 458 millions de dollars (0,65 $ par action), comparativement à 420 millions de dollars (0,59 $ par action) pour la même période en 2013. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a atteint 1,7 milliard de dollars (2,46 $ par action), comparativement à 1,7 milliard de dollars (2,42 $ par action) en 2013. Pour le quatrième trimestre de 2014, le résultat comparable s'est chiffré à 511 millions de dollars (0,72 $ par action), comparativement à 410 millions de dollars (0,58 $ par action) pour la même période en 2013. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le résultat comparable a atteint 1,7 milliard de dollars (2,42 $ par action), alors qu'il avait été de 1,6 milliard de dollars (2,24 $ par action) pour la même période de l'exercice précédent. Le conseil d'administration de TransCanada a également déclaré un dividende trimestriel de 0,52 $ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2015, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,08 $ par action ordinaire, soit une hausse de 8 %. Il s'agit du quinzième exercice consécutif pour lequel le conseil d'administration a majoré le dividende.

« Le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation ont augmenté de respectivement 8 % et 7 % en 2014 comparativement à l'exercice précédent, a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Notre excellente performance témoigne de la diversité et de la stabilité de nos secteurs d'activité complémentaires. Il est aussi attribuable à la mise en service de nouveaux actifs d'une valeur de 3,8 milliards de dollars en 2014. La résilience de notre modèle commercial, conjuguée à l'excellence de notre bilan, nous place en bonne position pour continuer à créer de la valeur pour nos actionnaires, quelles que soient les conditions du marché. »

« Outre des projets supplémentaires de petite et moyenne envergure d'une valeur de 12 milliards de dollars, qui devraient être achevés et mis en service d'ici à la fin de 2017, et les mesures que nous avons prises pour consolider le rendement à long terme de nos actifs existants, tels le réseau principal au Canada et ANR, nous sommes heureux d'annoncer également une augmentation de 8 % du dividende sur nos actions ordinaires, a ajouté M. Girling. Notre solidité et notre souplesse financières nous confèrent la capacité de hausser le dividende et de poursuivre le financement prudent de notre programme d'investissement de premier ordre dans l'industrie. »

« Tout au long de 2014, nous avons réalisé le montage de nouveaux projets d'une valeur approximative de 7 milliards de dollars, projets associés principalement à notre entreprise de gazoducs réglementés au Canada. Grâce à ce montage, notre programme d'investissement comprend maintenant des projets garantis sur le plan commercial qui totalisent 46 milliards de dollars, lesquels sont étayés par des contrats à long terme ou des modèles commerciaux axés sur le coût du service. Nous continuons de travailler à l'avancement de ces initiatives de croissance sans précédent, dont un grand nombre sont en construction ou font l'objet de leurs processus de réglementation respectifs. Pour le reste de la décennie, sous réserve des approbations requises, notre portefeuille d'infrastructures énergétiques de premier ordre étayé par des contrats devrait contribuer à la croissance appréciable et durable de notre bénéfice, de nos flux de trésorerie et de nos dividendes. »

Points saillants des résultats du quatrième trimestre et de l'exercice

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

- Résultats financiers du quatrième trimestre
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 458 millions de dollars (0,65 $ par action)
  - Résultat comparable de 511 millions de dollars (0,72 $ par action)
  - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,5 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation de 1,2 milliard de dollars
- Résultats financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2014
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,7 milliard de dollars (2,46 $ par action)
  - Résultat comparable de 1,7 milliard de dollars (2,42 $ par action)
  - BAIIA comparable de 5,5 milliards de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation de 4,3 milliards de dollars
- Annonce d'une augmentation de 8 % du dividende trimestriel par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2015, qui passe à 0,52 $ par action.
- Approbation de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») de notre demande tarifaire de 2015-2030 pour le réseau principal au Canada.
- Dépôt, le 30 octobre 2014, des demandes réglementaires auprès de l'ONÉ relativement au projet Énergie Est, un oléoduc d'une valeur de 12 milliards de dollars, et au projet du réseau principal de l'Est, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars.
- Délivrance par le Bureau d'évaluation environnementale (« BEE ») de la Colombie-Britannique des certificats d'évaluation environnementale pour le projet pipelinier Coastal Gas Link et le projet de transport de gaz de Prince Rupert.
- Début des travaux de construction du projet pipelinier Grand Rapids, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, et du projet de centrale électrique à Napanee, d'une valeur de 1 milliard de dollars.
- Décision d'un tribunal inférieur, selon laquelle la loi approuvant le tracé du projet Keystone XL au Nebraska était inconstitutionnelle, infirmée par la Cour suprême du Nebraska; le tracé actuel demeure donc valide.
- Conclusion, à la fin décembre, de l'achat d'une installation d'énergie solaire supplémentaire en Ontario d'une valeur de 60 millions de dollars.
- Clôture de la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans le pipeline Bison et annonce de la vente projetée de notre participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN ») à TC PipeLines, LP en vue de l'avancement de la stratégie de dessaisissement de la société en commandite principale.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est passé à 458 millions de dollars (0,65 $ par action), en hausse de 38 millions de dollars par rapport à la même période en 2013. Les deux exercices comprennent des gains et des pertes non réalisés résultant de modifications à certaines activités de gestion des risques. Les résultats du quatrième trimestre de 2014 incluent aussi un gain de 8 millions de dollars après les impôts provenant de la vente de Gas Pacifico/INNERGY.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires s'est établi à 1,7 milliard de dollars (2,46 $ par action) comparativement à 1,7 milliard de dollars (2,42 $ par action) en 2013. Outre un gain de 99 millions de dollars après les impôts provenant de la vente de Cancarb et de ses installations de production d'électricité y étant rattachées, les résultats de 2014 comprennent une charge de 32 millions de dollars après les impôts résultant de la résiliation d'un contrat de stockage de gaz naturel, ainsi qu'un gain de 8 millions de dollars après les impôts provenant de la vente de Gas Pacifico/INNERGY. En 2013, les résultats de la société comprenaient un bénéfice net de 84 millions de dollars découlant de l'incidence, en 2012, de la décision rendue par l'ONÉ en 2013 à l'égard du réseau principal au Canada, et d'un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars à la suite de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.I. Ces montants, de concert avec les gains et les pertes non réalisés au titre des activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2014, à 511 millions de dollars (0,72 $ par action), se compare aux 410 millions de dollars (0,58 $ par action) comptabilisés pour la même période en 2013. Les résultats supérieurs obtenus par le réseau d'oléoducs Keystone, le réseau principal au Canada, les pipelines au Mexique et les installations énergétiques aux États-Unis ont été annulés en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs.

Le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2014, à 1,7 milliard de dollars (2,42 $ par action), se compare au chiffre de 1,6 milliard de dollars (2,24 $ par action) comptabilisé en 2013. Les résultats supérieurs du réseau d'oléoducs Keystone, du réseau principal au Canada, des pipelines au Mexique, des pipelines aux États-Unis et à l'échelle internationale ainsi que des installations énergétiques de l'Est et des installations énergétiques aux États-Unis ont été annulés en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs et la diminution de l'apport des installations énergétiques de l'Ouest.

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

Pipelines de liquides :

- *Oléoduc Énergie Est :* Le 30 octobre 2014, nous avons déposé auprès de l'ONÉ les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter l'oléoduc Énergie Est et les installations terminales. Le coût du projet est évalué à environ 12 milliards de dollars, exclusion faite de la valeur de transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada. Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer ses premières livraisons d'ici à la fin de 2018.

  L'oléoduc Énergie Est comprend l'aménagement d'un terminal maritime près de Cacouna, au Québec, qui serait situé près d'un habitat du béluga. Le 8 décembre 2014, le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada a recommandé que les bélugas soient inscrits sur la liste des espèces en péril. Par conséquent, la société a choisi de mettre fin aux travaux envisagés à Cacouna et elle étudiera la recommandation du Comité afin d'en évaluer les répercussions sur le projet et d'examiner toutes les solutions de rechange viables. Nous avons l'intention d'en arriver à une décision sur la façon de procéder d'ici à la fin du premier trimestre de 2015.

  Dans le cadre d'appels de soumissions, l'oléoduc Énergie Est, d'une capacité de 1,1 million de barils par jour (« b/j »), a obtenu des contrats garantis à long terme pour le transport d'environ 1 million de b/j de pétrole brut depuis l'Ouest canadien.

- *Keystone XL* : 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 appartenait à la Public Service Commission, et non au gouverneur Heineman. Le procureur général du Nebraska a interjeté appel devant la Cour suprême du Nebraska le 5 septembre 2014. Le 9 janvier 2015, la Cour suprême du Nebraska a infirmé la décision du tribunal inférieur, selon laquelle la loi approuvant le tracé du projet était inconstitutionnelle. Le tracé modifié du pipeline Keystone XL approuvé par le gouverneur Heineman en janvier 2013 demeure donc valide. Des propriétaires fonciers ont intenté des poursuites dans deux comtés du Nebraska en vue d'obtenir un jugement qui enjoindra à Keystone XL de renoncer à condamner des servitudes pour des motifs constitutionnels.

  En septembre 2014, nous avons présenté une requête de certification de Keystone XL auprès de la Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud, qui confirme que les conditions selon lesquelles le permis de construction initial de Keystone XL que lui a délivré la PUC en juin 2010 continuent d'être satisfaites. L'audience officielle pour la délivrance de la certification est prévue pour mai 2015.

Le 16 janvier 2015, le Département d'État des États-Unis a relancé l'examen d'intérêt public national, demandant aux huit organismes fédéraux y participant de déterminer si Keystone XL sert l'intérêt national ou non et de lui livrer leurs conclusions au plus tard le 2 février 2015.

Le 2 février 2015, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a affiché sur son site Web une lettre de commentaire suggérant, entre autres, que l'énoncé d'impact environnemental supplémentaire final rendu public par le Département d'État n'avait pas intégralement évalué les incidences sur l'environnement de Keystone XL et que, dans le contexte du repli du prix du pétrole, Keystone XL pourrait intensifier les taux de production à partir des sables bitumineux et des émissions de gaz à effet de serre. Le 10 février 2015, nous avons transmis une lettre au Département d'État contestant ces commentaires et d'autres commentaires énoncés dans la lettre de l'EPA, mais aussi proposant de collaborer avec le Département d'État pour assurer qu'il dispose de toute l'information pertinente pour lui permettre d'en arriver à la décision d'approuver Keystone XL.

Les coûts en capital estimatifs de Keystone XL s'élèvent à 8,0 milliards de dollars US environ. Au 31 décembre 2014, nous avions investi 2,4 milliards de dollars US dans ce projet et nous avions également constaté des intérêts capitalisés de 0,4 milliard de dollars US.

- *Northern Courier* : En juillet 2014, l'Alberta Energy Regulator (« AER ») a délivré un permis approuvant la construction et l'exploitation du pipeline Northern Courier. Les travaux de construction du pipeline de 900 millions de dollars et d'une longueur de 90 kilomètres (« km ») (56 milles), qui transportera du bitume et du diluant du site minier de Fort Hills au terminal de Suncor Énergie, situé au nord de Fort McMurray, sont en cours d'exécution. À l'heure actuelle, nous prévoyons que le pipeline pourra entrer en service en 2017.

- *Projet pipelinier Grand Rapids* : Le 9 octobre 2014, l'AER a délivré un permis approuvant notre demande de construction et d'exploitation du pipeline Grand Rapids. Nous avons établi un partenariat dans le cadre d'une coentreprise pour aménager Grand Rapids, un réseau de pipelines de transport de pétrole brut et de diluant de 460 km (287 milles) reliant la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland en Alberta. Chacun des partenaires détiendra une participation de 50 % dans ce projet pipelinier de 3 milliards de dollars, dont TransCanada sera l'exploitant. Notre partenaire a également conclu des contrats de service de transport à long terme à l'appui du projet Grand Rapids. Les travaux de construction sont en cours et les premières livraisons de brut sont prévues pour 2016.

- *Pipeline Upland* : En novembre 2014, la société a réalisé un appel de soumissions fructueux pour le pipeline Upland. D'une valeur de 600 millions de dollars, le pipeline transportera du pétrole brut entre divers emplacements au Dakota du Nord et il se raccordera à l'oléoduc Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan.

  Sous réserve des approbations réglementaires, la société prévoit la mise en service du pipeline Upland en 2018. L'exécution des contrats commerciaux visant ce projet pipelinier est toutefois assujettie à la réalisation du projet d'oléoduc Énergie Est.

Gazoducs :

- *Expansions du réseau de NGTL :* Le réseau de NGTL continue de connaître une forte croissance en raison non seulement de l'accroissement des approvisionnements en gaz naturel provenant de zones gazières non classiques dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique, mais aussi du fait de l'intensification substantielle de nos activités sur les marchés de livraison à l'intérieur d'un même bassin qui découlent de la mise en valeur des sables bitumineux et de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité. La demande pour les services du réseau de NGTL devrait se traduire par des

contrats de transport garanti supplémentaires d'environ 4,0 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi^3/j »). Près de 3,1 Gpi^3/j de ce volume sont liés à des services de réception garantis et 0,9 Gpi^3/j à des services de livraison garantis. Un grand nombre de nouvelles installations comportant près de 540 km (336 milles) de canalisations, sept postes de compression et 40 postes de comptage seront requises en 2016 et en 2017 (« installations de 2016-2017 ») pour répondre à ces besoins. En 2015, nous déposerons une demande d'approbation réglementaire pour la construction des nouvelles installations, dont les coûts en capital estimatifs devraient atteindre 2,7 milliards de dollars.

Y compris les nouvelles installations de 2016-2017, le gazoduc principal North Montney, la canalisation principale Merrick ainsi que d'autres nouvelles installations visant à répondre à l'offre et à la demande, le réseau NGTL comprend près de 6,7 milliards de dollars de projets en cours d'aménagement qui ont été déposés, ou seront déposés, auprès de l'ONÉ aux fins de leur approbation.

- *Règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL :* L'ONÉ a approuvé le 2 février 2015 le règlement conclu avec les expéditeurs relativement aux besoins en produits du réseau de NGTL pour 2015. Les modalités du règlement de un an ne modifient aucunement le taux de rendement du capital-actions ordinaire de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et elles maintiennent les taux d'amortissement de 2014. Elles prévoient également un mécanisme de partage de l'écart à partir des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration qui se base sur la progression des coûts réels de 2014.

- *Réseau principal au Canada – demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030* : Le 28 novembre 2014, l'ONÉ a approuvé la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030 du réseau principal au Canada. La demande prenait en compte des éléments du règlement intervenu entre le réseau principal du Canada et les trois principales sociétés de distribution en Ontario et au Québec. Outre une plateforme commerciale à long terme, l'approbation de l'ONÉ fournit au réseau principal et à ses expéditeurs une méthode de conception des droits connue pour les années 2015 à 2020 ainsi qu'un certain nombre de paramètres pour la conception des droits jusqu'en 2030. La plateforme approuvée par l'ONÉ vise à répondre aux besoins des expéditeurs et à procurer à TransCanada une occasion raisonnable de recouvrer les coûts en capital de ses installations existantes et de toute autre nouvelle installation qui devra être aménagée pour desservir les marchés actuels et émergents.

  Au nombre des points saillants de la demande approuvée par l'ONÉ, citons des besoins en produits ainsi qu'un mécanisme incitatif visant un rendement de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, lequel pourrait éventuellement se situer entre 8,7 % et 11,5 %.

- *Expansions du réseau principal au Canada* : Le 30 octobre 2014, nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ afin d'obtenir l'autorisation de construire, de détenir et d'exploiter de nouvelles installations sur notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada dans le Sud-Est de l'Ontario. Les nouvelles installations sont le résultat de la conversion au pétrole brut proposée d'une partie de la capacité de transport du gaz naturel du réseau principal au Canada, dans le cadre du projet d'oléoduc Énergie Est, et d'un appel de soumissions qui s'est clos en janvier 2014. Le projet du réseau principal de l'Est, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, se traduira par l'ajout de 0,6 Gpi^3/j de nouvelle capacité dans le tronçon du triangle de l'Est. En outre, il permettra d'assurer que des niveaux de capacité satisfaisants sont disponibles pour répondre aussi bien aux besoins des expéditeurs actuels qu'aux engagements de service garanti. Le projet est subordonné à celui du projet d'oléoduc Énergie Est.

  Outre le projet du réseau principal Est, nous avons conclu de nouveaux accords de transport sur de courtes distances dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada, qui exigent l'aménagement de nouvelles installations ou des modifications aux installations existantes. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, ces projets fourniront la capacité requise pour répondre aux

besoins des clients dans l'Est du Canada. Leur coût en capital total est estimé à 475 millions de dollars et leur mise en service est prévue entre le 1er novembre 2015 et le 1er novembre 2016.

- *Ventes de Bison et de GTN :* Le 1er octobre 2014, notre participation résiduelle de 30 % dans le pipeline Bison a été vendue à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP (« la société en commandite ») pour un produit au comptant de 215 millions de dollars US.

  Le 12 novembre 2014, nous avons annoncé que nous comptions vendre notre participation résiduelle de 30 % dans GTN à la société en commandite. Sous réserve de la négociation de conditions satisfaisantes et de l'approbation du conseil d'administration de la société en commandite, l'opération devrait être conclue vers la fin du premier trimestre de 2015.

  Toutes ces opérations étayent notre engagement, annoncé antérieurement, de nous dessaisir de nos actifs subsistants dans les gazoducs aux États-Unis de TransCanada en faveur de la société en commandite, ce qui contribuera au financement de notre programme d'investissement et rehaussera la taille et la diversité des actifs de la société en commandite en plus de la positionner pour une croissance future visible et de premier ordre. Y compris GTN, les actifs qui continueront d'être détenus directement par TransCanada dans les gazoducs aux États-Unis devraient produire un BAIIA de 480 millions de dollars US environ en 2016.

  Au 31 décembre 2014, nous détenions une participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.

- *Projet de prolongement du pipeline Tamazunchale* : La construction du prolongement de 600 millions de dollars US a été achevée le 6 novembre 2014. Le report de la date de mise en service, initialement prévue pour le 9 mars 2014, était attribuable principalement aux retards engendrés par des découvertes archéologiques le long du tracé du pipeline. Ces retards ont été reconnus comme des cas de force majeure aux termes de l'entente de services de transport, laquelle comprend des dispositions qui autorisent le recouvrement des produits d'exploitation à compter de la date de mise en service prévue à l'origine.

- *Projet pipelinier Coastal GasLink :* En octobre 2014, le BEE de la Colombie-Britannique a publié un certificat d'évaluation environnementale (« CEE ») pour le projet pipelinier Coastal GasLink. Aussi en 2014, nous avons déposé les demandes de permis requis pour construire et exploiter le pipeline auprès de la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC »). L'examen réglementaire de ces demandes va bon train. Nous nous attendons à obtenir une décision au sujet des permis demandés au premier trimestre de 2015. À l'heure actuelle, nous poursuivons nos activités d'engagement auprès des groupes autochtones et des parties prenantes le long du tracé du projet pipelinier, ainsi que nos travaux de planification et de conception technique détaillée visant à étayer les demandes réglementaires et à affiner nos estimations des coûts en capital en vue de la décision finale d'investissement que devrait prendre LNG Canada au début de 2016.

- *Projet de transport de gaz de Prince Rupert* : Le 25 novembre 2014, nous avons reçu le CEE du BEE. Nous avons soumis à la BCOGC nos demandes de permis de construction du pipeline et prévoyons les obtenir au premier trimestre de 2015.

  Depuis l'annonce du projet, nous avons apporté de nombreuses modifications au tracé du pipeline pour tenir compte des commentaires des Premières Nations et des parties prenantes. Ainsi, 150 km (90 milles) ont été ajoutés au tracé du pipeline, qui s'étendra désormais sur 900 km (560 milles). Nous continuons de collaborer étroitement avec les Premières Nations et les parties prenantes le long du tracé proposé afin de circonscrire des retombées pertinentes pour tous les groupes touchés et d'en assurer la concrétisation. En octobre 2014, nous avons conclu avec la Première Nation Nisga'a une entente sur les retombées pour la

collectivité, laquelle autorise le passage d'un tronçon de 85 km (52 milles) du gazoduc proposé sur ses terres.

Le 3 décembre 2014, notre client a annoncé qu'il reportait sa décision finale d'investissement. Nous continuons de collaborer avec nos entrepreneurs afin d'affiner les estimations des coûts en capital du projet. Dès que le processus d'obtention des permis auprès de la BCOGC aura été achevé et que Pacific NorthWest LNG aura reçu les approbations réglementaires requises et ira de l'avant avec une décision finale d'investissement positive, nous serons en mesure d'entamer la construction du pipeline. Dans l'éventualité où le projet ne serait pas mené à terme, la totalité des coûts y afférents pourra être recouvrée. Le report de la décision finale d'investissement au-delà de 2014 a entraîné le report de la date de mise en service prévue du pipeline. Celle-ci dépend maintenant du moment où notre client recevra les approbations réglementaires requises ainsi que de celui où il sera en mesure de prendre une décision finale d'investissement.

Énergie :

- *Projet Napanee* : En janvier 2015, nous avons entamé les travaux de construction de la centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 mégawatts (« MW ») dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans la localité de Greater Napanee, dans l'Est de l'Ontario. Nous prévoyons investir environ 1,0 milliard de dollars pendant la construction de la centrale, et l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin de 2017 ou au début de 2018. Toute la capacité de production de la centrale est visée par des contrats de 20 ans conclue avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »).

- *Énergie solaire en Ontario* : Dans le cadre d'une convention d'achat conclue avec Canadian Solar Solutions Inc., nous avons acquis notre huitième centrale d'énergie solaire pour une contrepartie de 60 millions de dollars en décembre 2014. Notre investissement total dans les huit centrales d'énergie solaire s'élève à 457 millions de dollars. Toute la capacité de production de nos centrales est visée par des conventions d'achat d'électricité de 20 ans conclues avec la SIERE.

- *Ravenswood* : À la fin de septembre 2014, le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. L'assurance doit couvrir les coûts de réparation et les pertes de produits d'exploitation liées à l'interruption imprévue, lesquels restent encore à déterminer. En raison des indemnités d'assurance à recouvrer, déduction faite des franchises, l'interruption de service imprévue du réacteur 30 ne devrait pas avoir d'incidence notable sur notre résultat, et cela, malgré le fait que la constatation du résultat puisse ne pas correspondre avec la constatation du manque à gagner en raison du moment où seront reçus les indemnités d'assurance prévues. Le réacteur devrait être remis en service au cours du premier semestre de 2015.

Siège social :

- *Dividende sur les actions ordinaires* : Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2015, un dividende trimestriel de 0,52 $ par action ordinaire en circulation. Le montant trimestriel équivaut à 2,08 $ par action ordinaire sur une base annualisée, ce qui constitue une augmentation de 8 % par rapport au montant précédent.

- *Ajustement du taux des dividendes et conversion d'actions privilégiées* : En décembre 2014, les porteurs d'actions de série 1 ont converti 12,5 millions de nos 22 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 1 en circulation sur une base d'échange réciproque en des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 2 à taux variable. Le taux sur les actions de série 1 sera ajusté, et elles produiront un taux de dividende annuel fixe de 3,266 % payé trimestriellement, pour la période de cinq ans qui a commencé le 31 décembre 2014. Les actions de série 2 produiront un dividende trimestriel à taux variable payable sur la même période de cinq ans. Pour la première période trimestrielle à taux variable (du 31 décembre 2014 au 31 mars 2015 exclusivement), le dividende trimestriel à taux variable sur les actions de série 2 est de 2,815 % par an. À l'avenir, ce taux sera ajusté chaque trimestre.

- *Activités de financement* : En janvier 2015, nous avons émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de premier rang portant intérêt à 1,875 % sur trois ans ainsi que des billets de premier rang à taux variable fondé sur le TIOL d'une valeur de 250 millions de dollars US portant initialement intérêt à 1,045 %, tous ces billets échéant le 12 janvier 2018.

  Outre à des fins générales de la société, le produit net de ces émissions servira à réduire la dette à court terme, qui a permis de financer une partie de notre programme d'investissement et qui a servi à des fins générales.

Téléconférence – présentation audio et diaporama

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 13 février 2015 pour discuter des résultats financiers du quatrième 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 13 h (HR) / 15 h (HE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800.396.7098 ou le 416.340.2218 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera transmise en direct au **www.transcanada.com**.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HE), le 20 février 2015; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451, ainsi que le code d'accès 2631193.

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’approvisionnement gazier en Amérique du Nord. TransCanada est l’un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes 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 aménage l'un des plus importants réseaux de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour un complément d'information, prière de consulter : **www.transcanada.com** ou de nous suivre sur Twitter @TransCanada ou **http://blog.transcanada.com**.

- 30 -

Renseignements aux médias :
Shawn Howard/Davis Sheremata
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :
David Moneta/Lee Evans
403.920.7911 ou 800.361.6522

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2014

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Bénéfice				
Produits	**2 616**	2 332	**10 185**	8 797
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	**458**	420	**1 743**	1 712
par action ordinaire – de base et dilué	**0,65 $**	0,59 $	**2,46 $**	2,42 $
BAIIA comparable[1]	**1 521**	1 291	**5 521**	4 859
Résultat comparable[1]	**511**	410	**1 715**	1 584
par action ordinaire[1]	**0,72 $**	0,58 $	**2,42 $**	2,24 $
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation[1]	**1 178**	1 083	**4 268**	4 000
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	**12**	(74)	**(189)**	(326)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 190**	1 009	**4 079**	3 674
Activités d'investissement				
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	**1 128**	1 311	**3 550**	4 264
Dépenses d'investissement – projets en cours d'aménagement	**330**	297	**807**	488
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**61**	62	**256**	163
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	**60**	62	**241**	216
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des frais de transaction	**9**	—	**196**	—
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	**0,48 $**	0,46 $	**1,92 $**	1,84 $
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
Moyenne de la période	**709**	707	**708**	707
Fin de la période	**709**	707	**709**	707

1. Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

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

Les énoncés prospectifs se fondent sur certaines hypothèses ainsi que sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes semblables.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent communiqué peuvent comprendre des renseignements portant notamment sur :

- les perspectives commerciales;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, dont la performance de nos filiales et notre bénéfice supplémentaire qu'il est prévu de réaliser par le truchement de notre portefeuille de projets de croissance;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futur à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les échéanciers projetés à l'égard 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 procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les prévisions de dépenses en immobilisations et d'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, risques et incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent communiqué.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et sont soumises aux risques et incertitudes suivants :

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et le 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;
- la fiabilité et l'intégrité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et désinvestissements.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre les initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés;
- le rendement d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par notre entreprise pipelinière;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques de base;
- 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 procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- le rendement de nos contreparties;
- l'évolution des prix des produits de base sur le marché;
- les changements liés aux circonstances politiques;
- les changements aux lois et règlements environnementaux et autres;
- les facteurs de 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 les taux de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel 2013.

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements sur TransCanada dans la notice annuelle et d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAII;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAII 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 et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAII

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le résultat 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 comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAII mesure le résultat tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile de la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances au sein de chaque secteur puisqu'il est l'équivalent de notre bénéfice sectoriel.

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 parce qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui

ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pendant la période visée et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs.

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 de manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque trimestre au besoin.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	BAIIA
BAII comparable	bénéfice sectoriel
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 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 les résultats d'exercices précédents;
- de réductions de valeur d'actifs et de participations.

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. Parce que 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.

Résultats consolidés – quatrième trimestre de 2014

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Gazoducs	**621**	498	**2 187**	1 881
Pipelines de liquides	**230**	160	**843**	603
Énergie	**219**	301	**1 051**	1 113
Siège social	**(43)**	(35)	**(150)**	(124)
Total du bénéfice sectoriel	**1 027**	924	**3 931**	3 473
Intérêts débiteurs	**(323)**	(240)	**(1 198)**	(985)
Intérêts créditeurs et autres	**28**	1	**91**	34
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	**732**	685	**2 824**	2 522
Charge d'impôts	**(206)**	(208)	**(831)**	(611)
Bénéfice net	**526**	477	**1 993**	1 911
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**(43)**	(38)	**(153)**	(125)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	**483**	439	**1 840**	1 786
Dividendes sur les actions privilégiées	**(25)**	(19)	**(97)**	(74)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	**458**	420	**1 743**	1 712
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	**0,65 $**	0,59 $	**2,46 $**	2,42 $

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 38 millions de dollars par rapport à la même période en 2013, et il comprenait un gain de 8 millions de dollars après les impôts résultant de la vente de Gas Pacifico/INNERGY, ainsi que des gains et des pertes non réalisés découlant de modifications à certaines activités de gestion des risques. Exclusion faite de l'incidence de ces éléments, le bénéfice comparable pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 a progressé comparativement à la même période en 2013, ainsi qu'il est décrit ci-dessous sous la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable ».

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 31 millions de dollars par rapport à 2013. Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net :

2014

- un gain à la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité qui s'élève à 99 millions de dollars après les impôts;
- une perte nette de 32 millions de dollars après les impôts découlant du paiement de résiliation à Niska Gas Storage pour la renégociation d'un contrat;
- un gain après les impôts au titre de la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/INNERGY qui s'élève à 8 millions de dollars;

2013

- un bénéfice net de 84 millions de dollars se rapportant à 2012 et découlant de la décision de 2013 de l'ONÉ;
- un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars à la suite de la mise en vigueur d'une loi fiscale fédérale canadienne liée à l'impôt de la Partie VI.I.

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

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	**458**	420	**1 743**	1 712
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**(99)**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**32**	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	**(8)**	—	**(8)**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	(84)
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	**—**	—	**—**	(25)
Activités de gestion des risques[1]	**61**	(10)	**47**	(19)
Résultat comparable	**511**	410	**1 715**	1 584
Bénéfice net par action ordinaire	**0,65 $**	0,59 $	**2,46 $**	2,42 $
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**(0,14)**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**0,04**	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	**(0,01)**	—	**(0,01)**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	(0,12)
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	**—**	—	**—**	(0,04)
Activités de gestion des risques[1]	**0,08**	(0,01)	**0,07**	(0,02)
Résultat comparable par action	**0,72 $**	0,58 $	**2,42 $**	2,24 $

1 **Activités de gestion des risques**

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Installations énergétiques au Canada	**(11)**	(2)	**(11)**	(4)
Installations énergétiques aux États-Unis	**(85)**	36	**(55)**	50
Stockage de gaz naturel	**9**	(5)	**13**	(2)
Change	**(12)**	(9)	**(21)**	(9)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	**38**	(10)	**27**	(16)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	**(61)**	10	**(47)**	19

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le résultat comparable s'est accru de 101 millions de dollars, comparativement à la même période en 2013. Cela est surtout attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le bénéfice plus élevé provenant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe;
- l'amélioration du résultat du réseau principal au Canada en raison du relèvement des revenus incitatifs enregistrés au quatrième trimestre;
- le résultat supérieur découlant du prolongement de Tamazunchale, mis en service en 2014;
- l'amélioration du résultat des installations énergétiques de l'Est, attribuable à la croissance des produits contractuels de Bécancour et au résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en décembre 2013 et au cours du second semestre de 2014;
- l'amélioration du résultat des installations énergétiques aux États-Unis en raison de l'augmentation de la production d'électricité, de l'accroissement des ventes aux clients commerciaux, industriels et de gros et de l'incidence de la hausse des prix de l'électricité et de capacité réalisés;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt et une baisse des intérêts capitalisés sur les projets mis en service.

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

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables, ou sur des modèles commerciaux réglementés, et elles devraient produire 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 34 milliards de dollars de grands projets. Les montants présentés ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change et des intérêts capitalisés.

Tous les projets peuvent faire l'objet d'ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et du moment de la réception des permis réglementaires.

au 31 décembre, 2014 (non audité - en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de petite et moyenne envergure, à court terme				
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2015	0,6 US	0,4 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,7 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,2 US
Grand Rapids[1]	Pipelines de liquides	2016-2017	1,5	0,2
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,1
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,2
Réseau principal au Canada – Autres	Gazoducs	2015-2016	0,5	—
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs	2016-2017	1,7	0,1
– Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2017	2,7	—
– Autres	Gazoducs	2015-2016	0,4	0,1
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,1
			11,6	2,1
Projets de grande échelle, à moyen et long terme				
Upland	Pipelines de liquides	2018	0,6	—
Projets de Keystone				
Keystone XL[2]	Pipelines de liquides	[3]	8,0 US	2,4 US
Terminal Hardisty de Keystone	Pipelines de liquides	[3]	0,3	0,1
Projets d'énergie Est				
Énergie Est[4]	Pipelines de liquides	2018	12,0	0,5
Réseau principal de l'Est	Gazoducs	2017	1,5	—
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique				
Coastal GasLink	Gazoducs	2019+	4,8	0,2
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	2019+	5,0	0,3
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs	2020	1,9	—
			34,1	3,5
			45,7	5,6

1 Les données correspondent à notre participation de 50 %.
2 Le coût estimatif du projet dépend du moment de l'obtention du permis présidentiel.
3 Environ deux ans après la date de réception du permis de Keystone XL.
4 Les données ne tiennent pas compte du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada

Gazoducs

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

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité - en millions de dollars)	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
BAIIA comparable	**884**	778	**3 241**	2 852
Amortissement comparable[1]	**(272)**	(280)	**(1 063)**	(1 013)
BAII comparable	**612**	498	**2 178**	1 839
Postes particuliers :				
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	**9**	—	**9**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	42
Bénéfice sectoriel	**621**	498	**2 187**	1 881

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 de 2013 de l'ONÉ (RH-003-2011).

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs s'est accru de 123 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013. Il comprenait un gain de 9 millions de dollars avant les impôts résultant de la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014. Nous avons exclu ce montant de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs, qui est l'équivalent du BAII comparable, et le BAIIA comparable sont examinés ci-dessous.

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité - en millions de dollars)	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	**396**	305	**1 334**	1 121
Réseau de NGTL	**219**	261	**856**	846
Foothills	**26**	28	**106**	114
Autres gazoducs au Canada[1]	**5**	6	**22**	26
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	**646**	600	**2 318**	2 107
Amortissement comparable	**(208)**	(225)	**(821)**	(790)
BAII comparable des gazoducs au Canada	**438**	375	**1 497**	1 317
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	**47**	33	**189**	188
TC PipeLines, LP[1,2]	**23**	21	**88**	72
Great Lakes[3]	**13**	10	**49**	34
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison[4], Iroquois[1], GTN[5], Portland[6])	**32**	37	**132**	183
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	**43**	23	**160**	100
Échelle internationale et autres[1,7]	**(5)**	(1)	**(10)**	(4)
Participations sans contrôle[8]	**65**	60	**241**	186
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	**218**	183	**849**	759
Amortissement comparable	**(57)**	(53)	**(219)**	(217)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	**161**	130	**630**	542
Incidence du change	**24**	7	**68**	15
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	**185**	137	**698**	557
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	**(11)**	(14)	**(17)**	(35)
BAII comparable du secteur des gazoducs	**612**	498	**2 178**	1 839

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. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.

2 En août 2014, TC PipeLines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché, ce qui réduira notre participation dans TC PipeLines, LP à partir de maintenant. Le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %. Le 1er juillet 2013, nous avons vendu 45 % de GTN et de Bison à TC PipeLines, LP et, le 1er octobre 2014, nous lui avons vendu notre participation résiduelle de 30 % dans Bison. 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.

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

3 Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. L'autre tranche de 46,4 % est détenue par TC PipeLines, LP.
4 Depuis le 1er octobre 2014, nous ne détenons plus de participation directe dans Bison. Avant cette date, notre participation directe s'élevait à 30 % à compter du 1er juillet 2013 et à 75 % à compter de mai 2011.
5 À compter du 1er juillet 2013, ces données représentent notre participation directe de 30 %. Avant cette date, notre participation directe s'élevait à 75 % à compter de mai 2011.
6 Ces données représentent notre participation de 61,7 %.
7 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. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.
8 BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

GAZODUCS AU CANADA

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient selon le RCA approuvé, la base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé, les frais financiers dus aux expéditeurs dans le compte de stabilisation tarifaire (« CST ») pour le réseau principal au Canada 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 recouvrés 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 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Réseau principal au Canada – bénéfice net	**115**	76	**300**	361
Réseau principal au Canada – résultat comparable	**115**	76	**300**	277
Réseau de NGTL	**59**	72	**241**	243
Foothills	**4**	5	**17**	18

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net et le résultat comparable du réseau principal au Canada ont augmenté de 39 millions de dollars, comparativement au trimestre clos le 31 décembre 2013. Cette augmentation, attribuable au relèvement des revenus incitatifs au quatrième trimestre, a été neutralisée en partie par la hausse des frais financiers dus aux expéditeurs dans le solde positif du CST. Le résultat des deux périodes correspond à un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net du réseau de NGTL a fléchi de 13 millions de dollars, comparativement à la même période en 2013. Cette diminution résulte de l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à risque conformément aux modalités du règlement concernant le réseau de NGTL pour 2013-2014, approuvé par l'ONÉ en novembre 2013, laquelle a toutefois été contrée en partie par l'augmentation de la base d'investissement moyenne en 2014. De plus, pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, les résultats tenaient compte de l'incidence annuelle du règlement concernant le réseau de NGTL pour 2013-2014, qui prévoyait un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi que des montants annuels fixes pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

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.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a augmenté de 35 millions de dollars US, comparativement à celui de la même période en 2013. Cela est attribuable :

- au résultat supérieur attribuable au prolongement de Tamazunchale, mis en service en 2014;
- à la hausse des produits tirés du transport en ce qui concerne ANR et Great Lakes.

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

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, ce qui s'explique par l'inclusion de l'incidence annuelle, au quatrième trimestre 2013, du règlement concernant le réseau de NGTL pour 2013-2014, approuvé par l'ONÉ en novembre 2013. Ce règlement a donné lieu à une hausse des taux d'amortissement pour 2013 et 2014. La baisse de l'amortissement d'un exercice à l'autre par rapport à 2013 a toutefois été neutralisée en partie par la dotation aux amortissements du prolongement de Tamazunchale pour la période à l'étude en 2014.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION - GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

exercices clos les 31 décembre (non audité)	**Réseau principal au Canada[1]**		**Réseau de NGTL[2]**		**ANR[3]**	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	**5 690**	5 841	**6 236**	5 938	**s.o.**	s.o.
Volumes livrés (en Gpi^3)						
Total	**1 645**	1 339	**3 891**	3 683	**1 588**	1 566
Moyenne quotidienne	**4,5**	3,7	**10,7**	10,1	**4,4**	4,3

1 Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 1 228 Gpi^3 (803 Gpi^3 en 2013) pour une moyenne quotidienne de 3,4 Gpi^3 (2,2 Gpi^3 en 2013).

2 Les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 3 888 Gpi^3 pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 (3 680 Gpi^3 en 2013), pour une moyenne quotidienne de 10,7 Gpi^3 (10,1 Gpi^3 en 2013).

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

Pipelines de liquides

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 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
BAIIA comparable	**288**	198	**1 059**	752
Amortissement comparable[1]	**(58)**	(38)	**(216)**	(149)
BAII comparable	**230**	160	**843**	603
Postes particuliers	**—**	—	**—**	—
Bénéfice sectoriel	**230**	160	**843**	603

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 70 millions de dollars comparativement à la même période en 2013. Le bénéfice sectoriel des pipelines de liquides, qui est l'équivalent du BAII comparable, et le BAIIA comparable sont présentés ci-dessous.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Réseau d'oléoducs Keystone	**294**	200	**1 073**	766
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	**(6)**	(2)	**(14)**	(14)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	**288**	198	**1 059**	752
Amortissement comparable	**(58)**	(38)	**(216)**	(149)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	**230**	160	**843**	603
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	**58**	53	**215**	201
Dollars US	**153**	102	**570**	389
Incidence du change	**19**	5	**58**	13
	230	160	**843**	603

Le bénéfice sectoriel et le BAIIA comparable pour le réseau d'oléoducs Keystone proviennent 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.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 94 millions de dollars, comparativement à la même période en 2013. Cette hausse est attribuable principalement :

- au bénéfice supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc Keystone 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.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, l'amortissement comparable a augmenté de 20 millions de dollars, comparativement à la même période en 2013, en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe.

Énergie

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

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
BAIIA comparable	**385**	346	**1 348**	1 363
Amortissement comparable[1]	**(79)**	(74)	**(309)**	(294)
BAII comparable	**306**	272	**1 039**	1 069
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**108**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**(43)**	—
Activités de gestion des risques	**(87)**	29	**(53)**	44
Bénéfice sectoriel	**219**	301	**1 051**	1 113

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice du secteur de l'énergie a diminué de 82 millions de dollars comparativement à la même période en 2013.

Pour les trimestres clos les 31 décembre 2014 et 2013, le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie comprenait des gains et des pertes non réalisés attribuables aux variations de la juste valeur de certains instruments dérivés auxquels la société a recours pour réduire son exposition à certains risques liés aux prix des produits de base, notamment :

Activités de gestion des risques	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
Installations énergétiques au Canada	**(11)**	(2)	**(11)**	(4)
Installations énergétiques aux États-Unis	**(85)**	36	**(55)**	50
Stockage de gaz naturel	**9**	(5)	**13**	(2)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	**(87)**	29	**(53)**	44

Les variations trimestrielles de ces gains et pertes non réalisés tiennent compte de l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz naturel et l'électricité et du volume de notre position pour ces instruments dérivés au cours d'une période déterminée; toutefois, elles ne reflètent pas exactement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement de ces instruments dérivés, ou de l'effet de compensation d'autres opérations sur instruments dérivés et instruments non dérivés qui étayent l'ensemble de nos secteurs d'activité. C'est pourquoi nous ne les considérons pas comme faisant partie de nos activités sous-jacentes et les excluons du calcul du BAII comparable.

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie, qui est l'équivalent du BAII comparable, et le BAIIA comparable sont présentés ci-dessous :

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre 2014	2013	exercices clos les 31 décembre 2014	2013
BAIIA comparable	**385**	346	**1 348**	1 363
Amortissement comparable	**(79)**	(74)	**(309)**	(294)
BAII comparable	**306**	272	**1 039**	1 069
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	**59**	51	**252**	355
Installations énergétiques de l'Est[1]	**111**	91	**350**	322
Bruce Power	**115**	115	**314**	310
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada[2]	**285**	257	**916**	987
Amortissement comparable	**(46)**	(43)	**(179)**	(172)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada[2]	**239**	214	**737**	815
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	**85**	65	**376**	323
Amortissement comparable	**(27)**	(27)	**(107)**	(107)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	**58**	38	**269**	216
Incidence du change	**8**	2	**27**	7
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	**66**	40	**296**	223
Stockage de gaz naturel et autres				
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	**12**	27	**44**	63
Amortissement comparable	**(3)**	(3)	**(12)**	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	**9**	24	**32**	51
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	**(8)**	(6)	**(26)**	(20)
BAII comparable du secteur de l'énergie[2]	**306**	272	**1 039**	1 069

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire entre juin et décembre 2013, ainsi que de l'acquisition de trois autres en septembre 2014 et d'une dernière à la fin de décembre 2014.

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a augmenté de 39 millions de dollars comparativement à la même période en 2013. Cela est surtout attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'amélioration des résultats des installations énergétiques de l'Est découlant de la croissance des produits contractuels de Bécancour et au bénéfice supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en décembre 2013 et au cours du second semestre de 2014;
- le relèvement des résultats des installations énergétiques aux États-Unis en raison de l'augmentation de la production d'électricité, de l'accroissement des ventes aux clients commerciaux, industriels et de gros et de l'incidence de la hausse des prix de l'électricité et de capacité réalisés;
- le fléchissement du résultat des installations de stockage de gaz naturel en raison de la réduction des écarts réalisés sur le stockage de gaz naturel et de la diminution des volumes de vente par des tierces parties.

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

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre 2014	2013	exercices clos les 31 décembre 2014	2013
Produits[1]				
Installations énergétiques de l'Ouest	**189**	166	**736**	605
Installations énergétiques de l'Est[2]	**106**	104	**428**	400
Autres[3]	**28**	34	**85**	108
	323	304	**1 249**	1 113
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation[4]	**3**	15	**45**	141
Achats de produits de base revendus	**(108)**	(94)	**(404)**	(283)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	**(59)**	(85)	**(299)**	(298)
Exclusion faite des activités de gestion des risques[1]	**11**	2	**11**	4
BAIIA comparable	**170**	142	**602**	677
Amortissement comparable	**(46)**	(43)	**(179)**	(172)
BAII comparable	**124**	99	**423**	505

Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest	**59**	51	**252**	355
Installations énergétiques de l'Est	**111**	91	**350**	322
BAIIA comparable	**170**	142	**602**	677

1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés inclus dans les produits sont retranchés pour déterminer le BAIIA comparable.

2 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire entre juin et décembre 2013, ainsi que de l'acquisition de trois autres en septembre 2014 et d'une dernière à la fin de décembre 2014.

3 Ces données comprennent les produits tirés de la vente de capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et des ventes de noir de carbone thermique de Cancarb jusqu'au 15 avril 2014, date à laquelle Cancarb a été vendue.

4 Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part nous revenant du bénéfice ne comprend pas le bénéfice tiré des activités de gestion des risques.

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 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	**660**	691	**2 517**	2 728
Installations énergétiques de l'Est[1]	**644**	854	**3 080**	3 822
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness et autres[2]	**3 283**	2 771	**11 472**	8 223
Autres achats	**7**	12	**16**	13
	4 594	4 328	**17 085**	14 786
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	**3 004**	2 372	**10 484**	7 864
Installations énergétiques de l'Est[1]	**644**	854	**3 080**	3 822
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	**946**	1 102	**3 521**	3 100
	4 594	4 328	**17 085**	14 786
Capacité disponible des centrales[3]				
Installations énergétiques de l'Ouest[4]	**97 %**	96 %	**96 %**	95 %
Installations énergétiques de l'Est[1,5]	**93 %**	90 %	**91 %**	90 %

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire, entre juin et décembre 2013, ainsi que de l'acquisition de trois autres en septembre 2014 et d'une dernière à la fin de décembre 2014.

2 Ces données comprennent notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. 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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 8 millions de dollars comparativement à la même période en 2013, en raison de l'incidence nette :

- de l'augmentation des volumes achetés aux termes des CAE;
- du recul des prix réalisés pour l'électricité.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont diminué de 35 %, passant de 48 $ le MWh à 31 $ le MWh, comparativement à la même période en 2013. Les prix ont continué de demeurer relativement moindres en Alberta, le marché de l'électricité ayant été bien approvisionné malgré la forte croissance de la demande d'électricité. Les prix réalisés sur les ventes 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.

Au quatrième trimestre de 2014, 76 % des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été effectuées en vertu de contrats, comparativement à 68 % au quatrième trimestre de 2013.

Installations énergétiques de l'Est

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a augmenté de 20 millions de dollars, comparativement au trimestre clos le 31 décembre 2013. Cela est surtout attribuable à la croissance des produits contractuels de Bécancour et au bénéfice supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en décembre 2013 et au cours du second semestre de 2014.

BRUCE POWER

Quote-part nous revenant :

(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation[1]				
Bruce A	**100**	70	**209**	202
Bruce B	**15**	45	**105**	108
	115	115	**314**	310
Comprend ce qui suit :				
Produits	**361**	342	**1 256**	1 258
Charges d'exploitation	**(162)**	(145)	**(623)**	(618)
Amortissement et autres	**(84)**	(82)	**(319)**	(330)
	115	115	**314**	310
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales[2]				
Bruce A	**96 %**	90 %	**82 %**	82 %
Bruce B	**84 %**	98 %	**90 %**	89 %
Capacité cumulée de Bruce Power	**91 %**	94 %	**86 %**	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	**—**	—	**118**	123
Bruce B	**53**	—	**127**	140
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	**13**	18	**123**	63
Bruce B	**4**	7	**4**	20
Volumes des ventes (en GWh)[1]				
Bruce A	**3 103**	2 916	**10 526**	10 458
Bruce B	**1 915**	2 228	**8 197**	8 010
	5 018	5 144	**18 723**	18 468
Prix de vente réalisés par MWh[3]				
Bruce A	**72 $**	71 $	**72 $**	70 $
Bruce B	**58 $**	54 $	**56 $**	54 $
Prix cumulé pour Bruce Power	**65 $**	62 $	**63 $**	62 $

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 incluent la production réputée.

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

3 Calculé en fonction de la production réelle et de la production réputée. Le prix de vente réalisé par MWh de Bruce B comprend les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et les produits tirés des règlements de contrats.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, la quote-part du bénéfice de Bruce A a augmenté de 30 millions de dollars par rapport à 2013. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation de la production d'électricité et de la baisse des charges d'exploitation. Les résultats du quatrième trimestre de 2014 tiennent également compte d'un ajustement à la production d'électricité réputée au cours d'un trimestre antérieur.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, la quote-part du bénéfice de Bruce B a diminué de 30 millions de dollars par rapport à la même période en 2013. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse des volumes et à la hausse des charges d'exploitation résultant de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus.

Prix fixe de Bruce A	**Par MWh**
Du 1er avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 $
Du 1er avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 $
Du 1er avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 $

Prix plancher de Bruce B	**Par MWh**
Du 1er avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 $
Du 1er avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 $
Du 1er 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.

Le contrat conclu avec l'OEO prévoit un paiement à Bruce Power lorsque la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») lui demande de réduire sa production d'électricité afin d'équilibrer l'offre et la demande d'électricité en Ontario et de gérer d'autres conditions d'exploitation du réseau d'électricité de la province. La production réduite de Bruce Power est jugée « production réputée » et elle est payée selon un prix fixe pour Bruce A et selon un prix plancher ou un prix au comptant pour Bruce B, selon le cas.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité - en millions de dollars US)	**trimestres clos les 31 décembre**		**exercices clos les 31 décembre**	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Produits				
Installations énergétiques[1]	**301**	371	**1 794**	1 587
Capacité	**84**	78	**362**	295
	385	449	**2 156**	1 882
Achats de produits de base revendus	**(270)**	(251)	**(1 297)**	(1 003)
Coûts d'exploitation des centrales et autres[2]	**(103)**	(100)	**(529)**	(509)
Exclusion faite des activités de gestion des risques[1]	**73**	(33)	**46**	(47)
BAIIA comparable	**85**	65	**376**	323
Amortissement comparable	**(27)**	(27)	**(107)**	(107)
BAII comparable	**58**	38	**269**	216

1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés inclus dans les produits sont retranchés pour déterminer le BAIIA comparable.

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

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

(non audité)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	**1 580**	1 152	**7 742**	6 173
Achats	**3 108**	2 259	**10 822**	9 001
	4 688	3 411	**18 564**	15 174
Capacité disponible des centrales[1,2]	**60 %**	71 %	**82 %**	84 %

1 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
2 La disponibilité de la centrale pour le trimestre clos le 31 décembre a été moindre en 2014 par rapport à 2013 en raison d'un arrêt imprévu à l'installation de Ravenswood.

Renseignements divers	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)				
Nouvelle-Angleterre	**41 $**	57 $	**65 $**	57 $
New York	**34 $**	44 $	**58 $**	52 $
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York (en dollars US par kilowatt par mois)	**12 $**	12 $	**14 $**	11 $

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 20 millions de dollars US par rapport à la même période en 2013, en raison de l'incidence nette :

- du relèvement des marges et des volumes vendus aux clients commerciaux, industriels et de gros;
- de la hausse des prix de capacité réalisés principalement dans la région de New York;
- d'une production accrue à nos installations hydroélectriques et de Ravenswood, contrée par un recul des prix réalisés dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à la clémence du temps, au fléchissement de la demande de gaz naturel et à la volatilité moindre des prix du gaz naturel. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant à New York et en Nouvelle-Angleterre ont diminué d'environ respectivement 21 % et 29 % environ par rapport à la même période en 2013.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante en 2013. Toutefois, nos activités de couverture ont donné lieu à des prix de capacité réalisés supérieurs en 2014.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les volumes physiques d'électricité vendus ont été supérieurs à ceux de la même période en 2013. Les volumes de production de nos installations hydroélectriques et de Ravenswood ont été supérieurs du fait de l'augmentation des précipitations et du recul des prix du gaz naturel. Les volumes des achats d'électricité ont aussi augmenté pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la période

de 2013 en raison de ventes accrues aux clients commerciaux, industriels et de gros, tant en Nouvelle-Angleterre que dans les marchés du secteur de PJM.

Au 31 décembre 2014, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 3 700 GWh d'électricité, ou 30 % de leur production prévue, en 2015 et pour quelque 1 600 GWh, ou 14 %, de leur production prévue en 2016. 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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le BAIIA comparable inscrit au poste « Stockage de gaz naturel et autres » a reculé de 15 millions de dollars comparativement à la même période en 2013. Ce recul est principalement attribuable à la réduction des écarts réalisés pour le stockage de gaz naturel et à la baisse des volumes des ventes à des tiers.

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 31 décembre 2014	2013	exercices clos les 31 décembre 2014	2013
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	**(108)**	(123)	**(443)**	(495)
Libellés en dollars US	**(216)**	(205)	**(854)**	(766)
Change	**(30)**	(7)	**(90)**	(20)
	(354)	(335)	**(1 387)**	(1 281)
Intérêts divers et amortissement	**(29)**	3	**(70)**	10
Intérêts capitalisés	**60**	92	**259**	287
Intérêts débiteurs comparables	**(323)**	(240)	**(1 198)**	(984)
Poste particulier :				
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	(1)
Intérêts débiteurs	**(323)**	(240)	**(1 198)**	(985)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 83 millions de dollars comparativement à la même période en 2013, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts sur les titres d'emprunt à long terme de 1,25 milliard de dollars US émis en février 2014;
- la baisse des intérêts en raison de l'arrivée à échéance de titres d'emprunt à long terme libellés en dollars CA et en dollars US;
- le taux de change plus élevé sur les intérêts sur la dette libellée en dollars US;
- l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs en 2014 sur le solde positif du CST pour le réseau principal au Canada;
- la baisse des intérêts capitalisés par suite de l'achèvement du prolongement du réseau d'oléoducs de Keystone sur la côte du golfe au premier trimestre de 2014.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre 2014	2013	exercices clos les 31 décembre 2014	2013
Intérêts créditeurs et autres comparables	**40**	10	**112**	42
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	1
Activités de gestion des risques	**(12)**	(9)	**(21)**	(9)
Intérêts créditeurs et autres	**28**	1	**91**	34

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les intérêts créditeurs et autres comparables ont augmenté de 30 millions de dollars comparativement à la même période en 2013. Cet accroissement résulte surtout de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment l'oléoduc Énergie Est et nos pipelines au Mexique. Cette hausse a été contrebalancée en partie par les pertes supérieures réalisées au titre des instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains et l'incidence des fluctuations du dollar américain sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre 2014	2013	exercices clos les 31 décembre 2014	2013
Charge d'impôts comparable	**(243)**	(198)	**(859)**	(662)
Postes particuliers :				
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**(9)**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**11**	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	**(1)**	—	**(1)**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	42
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	**—**	—	**—**	25
Activités de gestion des risques	**38**	(10)	**27**	(16)
Charge d'impôts	**(206)**	(208)	**(831)**	(611)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, la charge d'impôts comparable a progressé de 45 millions de dollars par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation résulte principalement du résultat supérieur avant les impôts en 2014 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre 2014	2013	exercices clos les 31 décembre 2014	2013
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**(43)**	(38)	**(153)**	(125)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(25)**	(19)	**(97)**	(74)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 5 millions de dollars par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation résulte avant tout de la vente à TC PipeLines, LP d'une participation restante de 30 % dans Bison en octobre 2014, laquelle a été neutralisée en partie par le rachat des actions privilégiées de série Y de TCPL en mars 2014.

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, et ce, en raison de l'émission d'actions privilégiées de série 9 en janvier 2014.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
BAIIA	**1 443**	1 320	**5 542**	4 958
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**(108)**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**43**	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	**(9)**	—	**(9)**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	(55)
Activités de gestion des risques non comparables	**87**	(29)	**53**	(44)
BAIIA comparable	**1 521**	1 291	**5 521**	4 859
Amortissement comparable	**(416)**	(396)	**(1 611)**	(1 472)
BAII comparable	**1 105**	895	**3 910**	3 387
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	**(323)**	(240)	**(1 198)**	(984)
Intérêts créditeurs et autres comparables	**40**	10	**112**	42
Charge d'impôts comparable	**(243)**	(198)	**(859)**	(662)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**(43)**	(38)	**(153)**	(125)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(25)**	(19)	**(97)**	(74)
Résultat comparable	**511**	410	**1 715**	1 584
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**99**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**(32)**	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	**8**	—	**8**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	84
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	**—**	—	**—**	25
Activités de gestion des risques[1]	**(61)**	10	**(47)**	19
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	**458**	420	**1 743**	1 712
Amortissement comparable	**(416)**	(396)	**(1 611)**	(1 472)
Poste particulier :				
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	(13)
Amortissement	**(416)**	(396)	**(1 611)**	(1 485)
Intérêts débiteurs comparables	**(323)**	(240)	**(1 198)**	(984)
Poste particulier :				
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	(1)
Intérêts débiteurs	**(323)**	(240)	**(1 198)**	(985)
Intérêts créditeurs et autres comparables	**40**	10	**112**	42
Postes particuliers :				
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	1
Activités de gestion des risques[1]	**(12)**	(9)	**(21)**	(9)
Intérêts créditeurs et autres	**28**	1	**91**	34
Charge d'impôts comparable	**(243)**	(198)	**(859)**	(662)
Postes particuliers :				
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**(9)**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**11**	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	**(1)**	—	**(1)**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	42
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	**—**	—	**—**	25
Activités de gestion des risques[1]	**38**	(10)	**27**	(16)
Charge d'impôts	**(206)**	(208)	**(831)**	(611)

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre 2014	trimestres clos les 31 décembre 2013	exercices clos les 31 décembre 2014	exercices clos les 31 décembre 2013
Résultat comparable par action ordinaire	**0,72 $**	0,58 $	**2,42 $**	2,24 $
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	**—**	—	**0,14**	—
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	—	**(0,04)**	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	**0,01**	—	**0,01**	—
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	**—**	—	**—**	0,12
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	**—**	—	**—**	0,04
Activités de gestion des risques[1]	**(0,08)**	0,01	**(0,07)**	0,02
Bénéfice net par action ordinaire	**0,65 $**	0,59 $	**2,46 $**	2,42 $

1 **Activités de gestion des risques**

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre 2014	trimestres clos les 31 décembre 2013	exercices clos les 31 décembre 2014	exercices clos les 31 décembre 2013
Installations énergétiques au Canada	**(11)**	(2)	**(11)**	(4)
Installations énergétiques aux États-Unis	**(85)**	36	**(55)**	50
Stockage de gaz naturel	**9**	(5)	**13**	(2)
Change	**(12)**	(9)	**(21)**	(9)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	**38**	(10)	**27**	(16)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	**(61)**	10	**(47)**	19

BAIIA et BAII comparables selon le secteur

trimestre clos le 31 décembre 2014 (non audité - en millions de dollars)	**Gazoducs**	**Pipelines de liquides**	**Énergie**	**Siège social**	**Total**
BAIIA	**893**	**288**	**298**	**(36)**	**1 443**
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	**(9)**	**—**	**—**	**—**	**(9)**
Activités de gestion des risques non comparables	**—**	**—**	**87**	**—**	**87**
BAIIA comparable	**884**	**288**	**385**	**(36)**	**1 521**
Amortissement comparable	**(272)**	**(58)**	**(79)**	**(7)**	**(416)**
BAII comparable	**612**	**230**	**306**	**(43)**	**1 105**

trimestre clos le 31 décembre 2013 (non audité - en millions de dollars)	**Gazoducs**	**Pipelines de liquides**	**Énergie**	**Siège social**	**Total**
BAIIA	778	198	375	(31)	1 320
Activités de gestion des risques non comparables	—	—	(29)	—	(29)
BAIIA comparable	778	198	346	(31)	1 291
Amortissement comparable	(280)	(38)	(74)	(4)	(396)
BAII comparable	498	160	272	(35)	895

exercice clos le 31 décembre, 2014 (non audité - en millions de dollars)	**Gazoducs**	**Pipelines de liquides**	**Énergie**	**Siège social**	**Total**
BAIIA	**3 250**	**1 059**	**1 360**	**(127)**	**5 542**
Gain à la vente de Cancarb	**—**	**—**	**(108)**	**—**	**(108)**
Résiliation du contrat avec Niska	**—**	**—**	**43**	**—**	**43**
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	**(9)**	**—**	**—**	**—**	**(9)**
Activités de gestion des risques non comparables	**—**	**—**	**53**	**—**	**53**
BAIIA comparable	**3 241**	**1 059**	**1 348**	**(127)**	**5 521**
Amortissement comparable	**(1 063)**	**(216)**	**(309)**	**(23)**	**(1 611)**
BAII comparable	**2 178**	**843**	**1 039**	**(150)**	**3 910**

exercice clos le 31 décembre, 2013 (non audité - en millions de dollars)	**Gazoducs**	**Pipelines de liquides**	**Énergie**	**Siège social**	**Total**
BAIIA	2 907	752	1 407	(108)	4 958
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	(55)	—	—	—	(55)
Activités de gestion des risques non comparables	—	—	(44)	—	(44)
BAIIA comparable	2 852	752	1 363	(108)	4 859
Amortissement comparable	(1 013)	(149)	(294)	(16)	(1 472)
BAII comparable	1 839	603	1 069	(124)	3 387

État consolidé condensé des résultats

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Produits				
Gazoducs	**1 399**	1 226	**4 913**	4 497
Pipelines de liquides	**435**	294	**1 547**	1 124
Énergie	**782**	812	**3 725**	3 176
	2 616	2 332	**10 185**	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**160**	174	**522**	597
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	**810**	735	**2 973**	2 674
Achats de produits de base revendus	**414**	359	**1 836**	1 317
Impôts fonciers	**118**	92	**473**	445
Amortissement	**416**	396	**1 611**	1 485
	1 758	1 582	**6 893**	5 921
Gain à la vente d'actifs	**9**	—	**117**	—
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	**323**	240	**1 198**	985
Intérêts créditeurs et autres	**(28)**	(1)	**(91)**	(34)
	295	239	**1 107**	951
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	**732**	685	**2 824**	2 522
Charge d'impôts				
Exigibles	**41**	3	**145**	43
Reportés	**165**	205	**686**	568
	206	208	**831**	611
Bénéfice net	**526**	477	**1 993**	1 911
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**43**	38	**153**	125
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	**483**	439	**1 840**	1 786
Dividendes sur les actions privilégiées	**25**	19	**97**	74
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	**458**	420	**1 743**	1 712
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	**0,65 $**	0,59 $	**2,46 $**	2,42 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	**0,48 $**	0,46 $	**1,92 $**	1,84 $
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	**709**	707	**708**	707
Dilué	**710**	708	**710**	708

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 décembre 2014	trimestres clos les 31 décembre 2013	exercices clos les 31 décembre 2014	exercices clos les 31 décembre 2013
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	**526**	477	**1 993**	1 911
Amortissement	**416**	396	**1 611**	1 485
Impôts reportés	**165**	205	**686**	568
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(160)**	(174)	**(522)**	(597)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**164**	178	**579**	605
Charge au titre d'avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	**9**	17	**37**	50
Gain à la vente d'actifs	**(9)**	—	**(117)**	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**(36)**	(5)	**(95)**	(19)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	**99**	(20)	**74**	(35)
Autres	**4**	9	**22**	32
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	**12**	(74)	**(189)**	(326)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 190**	1 009	**4 079**	3 674
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	**(1 128)**	(1 311)	**(3 550)**	(4 264)
Projets d'investissement au stade de développement	**(330)**	(297)	**(807)**	(488)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(61)**	(62)	**(256)**	(163)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	**(60)**	(62)	**(241)**	(216)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	**9**	—	**196**	—
Montants reportés et autres	**(90)**	164	**514**	11
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(1 660)**	(1 568)	**(4 144)**	(5 120)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires	**(340)**	(324)	**(1 345)**	(1 285)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(25)**	(20)	**(94)**	(71)
Distributions versées aux participations sans contrôle	**(44)**	(52)	**(178)**	(166)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	**689**	126	**544**	(492)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	**23**	1 336	**1 403**	4 253
Remboursements sur la dette à long terme	**(49)**	(56)	**(1 069)**	(1 286)
Actions ordinaires émises	**4**	13	**47**	72
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	**—**	—	**440**	585
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	**—**	—	**79**	384
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	**—**	(200)	**(200)**	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	**258**	823	**(373)**	1 794
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**3**	18	**—**	28
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(209)**	282	**(438)**	376
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	**698**	645	**927**	551
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	**489**	927	**489**	927

Bilan consolidé condensé

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2014	31 décembre 2013
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**489**	927
Débiteurs	**1 313**	1 122
Stocks	**292**	251
Autres	**1 446**	847
	3 540	3 147
Immobilisations corporelles déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 19 563 $ et 17 851 $	**41 774**	37 606
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**5 598**	5 759
Actifs réglementaires	**1 297**	1 735
Écart d'acquisition	**4 034**	3 696
Actifs incorporels et autres actifs	**2 704**	1 955
	58 947	53 898
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	**2 467**	1 842
Créditeurs et autres	**2 896**	2 155
Intérêts courus	**424**	388
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	**1 797**	973
	7 584	5 358
Passifs réglementaires	**263**	229
Autres passifs à long terme	**1 052**	656
Passifs d'impôts reportés	**5 275**	4 564
Dette à long terme	**22 960**	21 892
Billets subordonnés de rang inférieur	**1 160**	1 063
	38 294	33 762
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	**12 202**	12 149
Émises et en circulation : 31 décembre 2014 – 709 millions d'actions 31 décembre 2013 – 707 millions d'actions		
Actions privilégiées	**2 255**	1 813
Surplus d'apport	**370**	401
Bénéfices non répartis	**5 478**	5 096
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(1 235)**	(934)
Participations assurant le contrôle	**19 070**	18 525
Participations sans contrôle	**1 583**	1 611
	20 653	20 136
	58 947	53 898

Informations sectorielles

trimestres clos les 31 décembre	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
(non audité - en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits	**1 399**	1 226	**435**	294	**782**	812	**—**	—	**2 616**	2 332
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**39**	40	**—**	—	**121**	134	**—**	—	**160**	174
Coûts d'exploitation des centrales et autres	**(471)**	(423)	**(133)**	(86)	**(170)**	(195)	**(36)**	(31)	**(810)**	(735)
Achats de produits de base revendus	**—**	—	**—**	—	**(414)**	(359)	**—**	—	**(414)**	(359)
Impôts fonciers	**(83)**	(65)	**(14)**	(10)	**(21)**	(17)	**—**	—	**(118)**	(92)
Amortissement	**(272)**	(280)	**(58)**	(38)	**(79)**	(74)	**(7)**	(4)	**(416)**	(396)
Gain à la vente d'actifs	**9**	—	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**9**	—
Bénéfice sectoriel	**621**	498	**230**	160	**219**	301	**(43)**	(35)	**1 027**	924
Intérêts débiteurs									**(323)**	(240)
Intérêts créditeurs et autres									**28**	1
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									**732**	685
Charge d'impôts									**(206)**	(208)
Bénéfice net									**526**	477
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									**(43)**	(38)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									**483**	439
Dividendes sur les actions privilégiées									**(25)**	(19)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									**458**	420

exercices clos les 31 décembre	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
(non audité - en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits	**4 913**	4 497	**1 547**	1 124	**3 725**	3 176	**—**	—	**10 185**	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**163**	145	**—**	—	**359**	452	**—**	—	**522**	597
Coûts d'exploitation des centrales et autres	**(1 501)**	(1 405)	**(426)**	(328)	**(919)**	(833)	**(127)**	(108)	**(2 973)**	(2 674)
Achats de produits de base revendus	**—**	—	**—**	—	**(1 836)**	(1 317)	**—**	—	**(1 836)**	(1 317)
Impôts fonciers	**(334)**	(329)	**(62)**	(44)	**(77)**	(72)	**—**	—	**(473)**	(445)
Amortissement	**(1 063)**	(1 027)	**(216)**	(149)	**(309)**	(293)	**(23)**	(16)	**(1 611)**	(1 485)
Gain à la vente d'actifs	**9**	—	**—**	—	**108**	—	**—**	—	**117**	—
Bénéfice sectoriel	**2 187**	1 881	**843**	603	**1 051**	1 113	**(150)**	(124)	**3 931**	3 473
Intérêts débiteurs									**(1 198)**	(985)
Intérêts créditeurs et autres									**91**	34
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									**2 824**	2 522
Charge d'impôts									**(831)**	(611)
Bénéfice net									**1 993**	1 911
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									**(153)**	(125)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									**1 840**	1 786
Dividendes sur les actions privilégiées									**(97)**	(74)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									**1 743**	1 712

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Gazoducs	**27 103**	25 165
Pipelines de liquides	**16 116**	13 253
Énergie	**14 197**	13 747
Siège social	**1 531**	1 733
	58 947	53 898