

Résultat comparable de TransCanada en hausse de 19 % en 2013 Majoration du dividende sur les actions ordinaires de 4 %

CALGARY, Alberta – **Le 20 février 2014** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable du quatrième trimestre de 2013 s'établit à 410 millions de dollars (0,58 \$ par action) comparativement à 318 millions de dollars (0,45 \$ par action) pour la même période en 2012. Le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2013 s'est chiffré à 1,6 milliard de dollars (2,24 \$ par action) comparativement à 1,3 milliard de dollars (1,89 \$ par action) en 2012. Par ailleurs, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du quatrième trimestre de 2013 a atteint 420 millions de dollars (0,59 \$ par action) comparativement à 306 millions de dollars (0,43 \$ par action) au quatrième trimestre de 2012. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de l'exercice clos le 31 décembre 2013 s'est élevé à 1,7 milliard de dollars (2,42 \$ par action) comparativement à 1,3 milliard de dollars (1,84 \$ par action) en 2012. Le conseil d'administration de TransCanada a également déclaré un dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2014, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,92 \$ par action ordinaire, soit une hausse de 4 %. Il s'agit du quatorzième exercice consécutif pour lequel le conseil d'administration a majoré le dividende.

« Notre portefeuille d'actifs diversifiés en matière d'infrastructures énergétiques essentielles a produit de solides résultats au titre du bénéfice et des flux de trésorerie en 2013, a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le bénéfice comparable a atteint 1,6 milliard de dollars, ce qui représente une augmentation de 19 %, tandis que les fonds provenant de l'exploitation ont totalisé 4 milliards de dollars, en hausse de 22 %. La croissance soutenue de nos résultats est attribuable à la remise en service des huit réacteurs de la centrale de Bruce Power, aux volumes accrus des installations énergétiques de l'Ouest, au raffermissement des prix de capacité de la région de New York, à l'expansion du réseau de NGTL et au rendement du capital-actions supérieur pour le réseau principal au Canada. »

En 2013, nous avons aussi été en mesure de saisir des occasions de croissance garanties sur le plan commercial d'une valeur de 19 milliards de dollars. Elles comprennent le projet de transport de gaz de Prince Rupert, qui permettra d'acheminer du gaz naturel vers la côte ouest du Canada à des fins de liquéfaction et d'exportation vers les marchés asiatiques, à l'expansion supplémentaire du réseau de NGTL, aux projets d'infrastructure de pétrole brut en Alberta, soit le pipeline Heartland et les terminaux de TC, et, enfin, au projet d'oléoduc Énergie Est qui, outre la construction de nouvelles installations, prévoit la conversion en oléoduc d'une partie de notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada afin de relier la production croissante de pétrole brut dans l'Ouest canadien aux raffineries et terminaux d'exportation dans l'Est du Canada.

« La valeur de notre portefeuille de projets garantis sur le plan commercial s'élève maintenant à 38 milliards de dollars, a poursuivi M. Girling. En ce qui concerne l'avenir, nous continuerons de travailler à l'obtention des approbations dont nous avons besoin ainsi qu'à bâtir notre portefeuille d'infrastructures énergétiques de premier ordre, qui devrait donner lieu à une forte appréciation du bénéfice et des flux de trésorerie à mesure de leur mise en service d'ici la fin de la décennie. »

Le 22 janvier 2014 a marqué un jalon important dans notre programme d'investissement sans précédent, date à laquelle le projet de la côte du golfe, d'une valeur de 2,6 milliards de dollars US environ, a commencé à acheminer du pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux raffineries de la côte américaine du golfe. Ce tronçon, qui représente un élément d'infrastructure essentiel, est une prolongation du réseau d'oléoducs Keystone existant, qui achemine en toute sécurité plus de 550 millions de barils de pétrole de l'Ouest canadien jusqu'aux principaux marchés du Midwest américain depuis sa mise en service en 2010.

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 420 millions de dollars (0,59 \$ par action)
 - Résultat comparable de 410 millions de dollars (0,58 \$ par action)

- Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,3 milliard de dollars
- Fonds provenant de l'exploitation de 1,1 milliard de dollars
- Résultats financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2013
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,7 milliard de dollars (2,42 \$ par action)
 - Résultat comparable de 1,6 milliard de dollars (2,24 \$ par action)
 - BAIIA comparable de 4,9 milliards de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation de 4,0 milliards de dollars
- Annonce de la majoration de 4 % du dividende trimestriel sur les actions ordinaires pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2014, pour le porter à 0,48 \$ par action
- Mise en service, le 22 janvier 2014, du projet de la côte du golfe d'une valeur de 2,6 milliards de dollars US
- Réception, le 31 janvier 2014, de l'énoncé supplémentaire définitif d'impact environnemental pour l'oléoduc Keystone, publié par le Département d'État des États-Unis (« Département d'État »)
- Acquisition d'une quatrième installation d'énergie solaire en Ontario, en contrepartie de 62 millions de dollars le 31 décembre 2013
- Signature, en janvier 2014, d'un accord-cadre avec l'État de l'Alaska et les producteurs du versant Nord en vue de faire avancer le projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») en Alaska
- Conclusion d'un accord, en janvier 2014, visant la vente de Cancarb Limited (« Cancarb ») en contrepartie d'un produit brut total de 190 millions de dollars

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2013, à 410 millions de dollars (0,58 \$ par action), se compare à 318 millions de dollars (0,45 \$ par action) pour la même période en 2012. Le relèvement du bénéfice pour le réseau principal au Canada, le réseau de NGTL, l'oléoduc Keystone et Bruce Power a été neutralisé en partie par des contributions inférieures de nos gazoducs aux États-Unis et des installations énergétiques de l'Ouest.

Le résultat comparable pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a été de 1,584 milliard de dollars (2,24 \$ par action) comparativement à 1,330 milliard de dollars (1,89 \$ par action) en 2012. Le relèvement du bénéfice pour le réseau principal au Canada, le réseau de NGTL, l'oléoduc Keystone, Bruce Power, les installations énergétiques aux États-Unis et les installations énergétiques de l'Ouest a été contrée en partie par des contributions inférieures de nos gazoducs aux États-Unis.

Les faits marquants récents au sein des secteurs des oléoducs, des gazoducs, de l'énergie et du siège social comprennent notamment ce qui suit.

Oléoducs :

- *Projet de la côte du golfe* Le 22 janvier 2014, notre pipeline, d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 780 kilomètres (« km ») (485 milles), a commencé à acheminer du pétrole brut entre Cushing, en Oklahoma, et Nederland, au Texas. Ce pipeline, dont la capacité moyenne de transport prévue pour la première année d'exploitation est de 520 000 barils par jour (« b/j »), jouera un rôle essentiel dans le raccordement de la production de pétrole brut en plein essor en Amérique du Nord avec le plus important centre de raffinage sur le continent, situé sur la côte américaine du golfe.

Nous poursuivons les travaux de construction, à un coût de 400 millions de dollars US, du terminal et du latéral de Houston, d'une longueur de 77 km (48 milles) en vue du transport de pétrole brut à destination des raffineries de Houston, au Texas. La capacité du latéral devrait être semblable à celle du projet de la côte du golfe, et le terminal devrait avoir une capacité de stockage initiale de 700 000 barils de pétrole brut. Les travaux de construction de ces installations devraient s'achever au milieu de 2015.

- *Keystone XL* Le 31 janvier 2014, le Département d'État a publié son énoncé supplémentaire définitif d'impact environnemental pour l'oléoduc Keystone XL. Les résultats de l'énoncé concordent avec ceux des examens environnementaux antérieurs de l'oléoduc. Selon le Département d'État, l'oléoduc Keystone XL ne devrait guère avoir d'influence sur le rythme d'extraction dans les sables pétrolifères et ajoute que toutes les autres solutions de rechange pour le transport de pétrole brut s'avèrent moins efficaces que l'oléoduc Keystone XL et qu'elles contribueraient à augmenter de façon significative les émissions de gaz à effet de serre, les déversements de pétrole et les risques pour la sécurité publique. La publication du rapport marque le début d'une période de consultation, jusqu'à concurrence de 90 jours, au cours de laquelle d'autres organismes gouvernementaux et le public auront l'occasion de se prononcer sur la question de savoir si le projet sert les meilleurs intérêts du pays.

Le 19 février 2014, un tribunal de district du Nebraska a décidé que la Public Service Commission, et non le gouverneur Dave Heineman, avait l'autorité d'approuver un tracé de rechange dans le Nebraska pour l'oléoduc Keystone XL. Nous sommes en désaccord avec la décision du tribunal de district du Nebraska, qui nous déçoit, et nous étudierons la décision du tribunal pour décider des mesures à prendre. Le procureur du Nebraska a porté la décision en appel.

Nous prévoyons que la mise en service de l'oléoduc, qui ira de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, aura lieu approximativement dans les deux ans suivant la réception du permis présidentiel. Les estimations de coûts de 5,4 milliards de dollars US augmenteront en fonction du moment de l'obtention du permis. Au 31 décembre 2013, nous avons investi 2,2 milliards de dollars US dans ce projet.

- *Oléoduc Énergie Est* Nous avons entrepris notre programme d'engagement des Autochtones et des parties prenantes, qui fait partie de l'étape initiale de conception et de planification du projet. Les travaux connexes sur le terrain ont également été amorcés. Nous prévoyons déposer les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter les installations terminales au milieu de 2014.

Nous avons obtenu pour l'oléoduc Énergie Est, d'une capacité de 1,1 million b/j, des contrats d'expédition fermes et à long terme pour une capacité approximative de 900 000 b/j à la suite d'un appel de soumissions que nous avons lancé pour le transport de pétrole brut depuis l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries et terminaux d'exportation dans l'Est du Canada. Exception faite de la valeur de transfert des actifs de gaz naturel du réseau principal au Canada, nous prévoyons qu'il en coûtera environ 12 milliards de dollars pour mener à bien ce projet. Les livraisons vers le Québec devraient commencer en 2018 et le service vers le Nouveau-Brunswick devrait suivre vers la fin de 2018, sous réserve des approbations réglementaires requises.

- *Projet pipelinier Northern Courier* En octobre 2013, Suncor Énergie a annoncé que Fort Hills Energy Limited Partnership allait de l'avant avec le projet d'exploitation des sables bitumineux de Fort Hills et que la production de pétrole brut devrait s'amorcer en 2017. Notre projet pipelinier Northern Courier, qui devrait être achevé avant le début de la mise en exploitation des sables bitumineux, coûtera environ 800 millions de dollars, et il assurera le transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie, situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.

Nous avons déposé une demande de permis concernant le projet auprès de l'Alberta Energy Regulator (« AER ») après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes, ainsi que les travaux sur le terrain connexes.

- *Pipeline Heartland et terminaux de TC* En octobre 2013, nous avons déposé une demande auprès de l'AER pour le pipeline Heartland après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes, ainsi que les travaux sur le terrain connexes. La demande de permis visant les terminaux de TC a été approuvée par l'AER en février 2014.

Les projets prévoient la construction d'un oléoduc de 200 km (125 milles), qui reliera le marché d'Edmonton-Heartland, en Alberta, aux installations de Hardisty, en Alberta, et d'une installation terminale dans la zone industrielle de Heartland, au nord d'Edmonton. Nous prévoyons que l'oléoduc pourra acheminer jusqu'à 900 000 b/j, tandis que l'installation terminale devrait avoir une capacité de stockage pouvant atteindre 1,9 million de barils de pétrole brut. Selon nos estimations, le coût global des deux projets devrait s'établir à 900 millions de dollars. Nous prévoyons les mettre en service en 2016.

Gazoducs :

- *Réseau principal au Canada* En juillet 2013, nous avons mis en œuvre les exigences formulées par l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») dans sa décision à l'égard de notre demande visant la restructuration du réseau principal au Canada. La décision de l'ONÉ a introduit un certain nombre de nouveaux éléments ne figurant pas dans notre demande, notamment en fixant les droits relatifs à la capacité contractuelle au-delà de la période visée par notre demande et en nous autorisant à offrir des services discrétionnaires aux taux du marché. L'obtention de nouveaux contrats d'expédition à long terme depuis juillet 2013 conjuguée à notre capacité de fixer le coût des services discrétionnaires nous a permis de combler nos besoins en produits nets pour 2013, qui tenaient compte d'un taux de rendement du capital-actions de 11,50 % sur un ratio du capital-actions de 40 %.

En décembre 2013, nous avons soumis à l'ONÉ une demande visant l'approbation d'un règlement négocié auprès de trois clients de l'Est du Canada qui distribuent du gaz localement. En plus d'offrir une solution stable et à long terme à l'augmentation de la demande dans le triangle de l'Est, le règlement résout le repli prévu de la demande de services d'expédition sur le reste du réseau tout en représentant une occasion raisonnable de recouvrer nos coûts. Le règlement prévoit un taux de rendement du capital-actions de base de 10,10 % sur un ratio du capital-actions de 40 %. Une fois tenu compte d'une contribution annuelle de 20 millions de dollars (après les impôts) de 2015 à 2020 et de divers mécanismes incitatifs, le taux de rendement du capital-actions pourrait varier de 8,70 % à 11,50 %

En 2014, le réseau principal au Canada devrait exercer ses activités sous le barème de droits actuel de l'ONÉ. Le règlement, s'il est approuvé, visera les droits pour la période de 2015 à 2020 inclusivement et un certain nombre d'autres éléments liés aux droits, qui s'appliqueront jusqu'en 2030. Il résoudra aussi la question des droits pour 2014.

Le 31 janvier 2014, les expéditeurs sur le réseau principal au Canada ont choisi de renouveler des volumes contractuels d'environ 2,5 milliards de pieds cubes par jour jusqu'en novembre 2016.

- *Expansion du réseau de NGTL* En 2013, outre l'achèvement et la mise en service de projets pipeliniers d'une valeur approximative de 730 millions de dollars qui visait à élargir et à prolonger le réseau de NGTL, l'ONÉ a approuvé des projets d'expansion supplémentaires d'un coût d'environ de 290 millions de dollars. Ces projets, qui en sont actuellement à divers stades d'élaboration ou de construction, ne sont pas encore en service.

Le 8 novembre 2013, nous avons soumis à l'ONÉ une demande visant la construction et l'exploitation du projet North Montney. Ce projet de prolongement et d'expansion du réseau de NGTL s'appuie sur des contrats à long terme pour réceptionner et transporter du gaz naturel depuis la région de North Montney, en Colombie-Britannique. Le coût en capital estimatif du projet s'élève à 1,7 milliard de dollars, et il consiste en approximativement 300 km (186 milles) de canalisation.

- *Règlement tarifaire pour le réseau de NGTL* Le 1^{er} novembre 2013, l'ONÉ a approuvé le règlement de 2013-2014 et les droits définitifs de 2013 sans modification pour le réseau de NGL. En plus de fixer le taux de rendement autorisé du capital-actions à 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et de hausser le taux d'amortissement composé à respectivement 3,05 % et 3,12 % pour 2013 et 2014, le règlement fixe les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à 190 millions de dollars pour 2013 et à 198 millions de dollars pour 2014, tout écart étant imputé à nos résultats.
- *Projet de prolongement de Tamazunchale* Les travaux de construction du projet de prolongement de Tamazunchale d'une valeur de 500 millions de dollars US se poursuivent malgré des retards occasionnés par un nombre important de découvertes archéologiques le long du tracé. En raison de ces découvertes et de leur incidence sur les travaux de construction, nous prévoyons que la date de mise en service prévue du projet sera reportée au deuxième trimestre de 2014. Comme les découvertes archéologiques sont fréquentes dans le cas de grands projets d'infrastructure menés au Mexique, des exonérations contractuelles sont prévues pour les retards en résultant. Nous continuons de collaborer avec les autorités gouvernementales à tous les échelons de façon à réduire et à atténuer la perturbation du terrain à des endroits précis et à éviter d'autres reports de la date de mise en service prévue.
- *Projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR* À la suite d'un appel de soumissions fructueux ayant pris fin en octobre 2013, nous avons conclu des contrats de transport ferme pour un volume de 350 millions de pieds cubes par jour aux droits maximaux pour une période de dix ans dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR, qui nécessitera des modifications aux installations existantes. Les travaux devraient être achevés au cours du premier trimestre de 2014. Les volumes contractuels augmenteront au cours de 2014, ce qui devrait se traduire par un apport supplémentaire au bénéfice. Le projet rehaussera grandement notre capacité de réceptionner du gaz sur le réseau principal du sud-est d'ANR, en provenance des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus.
- *Règlement tarifaire pour le réseau de Great Lakes* En novembre 2013, nous avons reçu l'approbation de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») au sujet du règlement négocié avec nos expéditeurs sur le réseau de transport de gaz de Great Lakes. Le 1^{er} novembre 2013, les taux ont augmenté d'environ 21 %. Cela a donné lieu à un léger relèvement des produits de Great Lakes provenant des contrats fondés sur les taux de recours. Le règlement prévoit un moratoire de 17 mois jusqu'au 31 mars 2015 et la mise en vigueur de nouveaux droits pour Great Lakes au plus tard le 1^{er} janvier 2018.

- *Projet de GNL de l'Alaska* Le 14 janvier 2014, l'État de l'Alaska, TransCanada, les trois principaux producteurs de gaz sur le versant Nord de l'Alaska (« VNA ») ainsi que l'Alaska Gasline Development Corporation ont signé un accord-cadre portant sur un gazoduc et un projet de gaz naturel liquéfié dans le but de commercialiser les ressources en gaz naturel du VNA. Aux termes de l'accord-cadre et d'un protocole d'entente connexe, l'État de l'Alaska et TransCanada ont convenu qu'un projet d'exportation de GNL, plutôt qu'un pipeline vers l'Alberta, représentait à ce jour le meilleur moyen de commercialiser les ressources gazières du VNA. Ils ont également choisi de résilier à l'amiable la licence octroyée à TransCanada en vertu de la loi *Gasline Inducement Act* de l'Alaska. L'accord-cadre vise à établir un ensemble transparent de principes ainsi qu'une feuille de route qui précisera la façon dont les six parties uniront leurs efforts pour faire avancer le projet de GNL de l'Alaska. Des études d'ingénierie de base seront menées sur une période de deux ans avant que d'autres engagements soient pris à l'égard de la commercialisation du projet.

Énergie :

- *Sundance A* Les groupes électrogènes 1 et 2 ont été respectivement remis en service en septembre et en octobre 2013. L'exploitant avait fermé les deux groupes en décembre 2010, invoquant une situation de force majeure, mais un groupe d'arbitrage lui a ordonné de les reconstruire en juillet 2012. Les groupes électrogènes 1 et 2 ont une capacité de production cumulée de 560 mégawatts (« MW »).
- *Ravenswood* Les prix de capacité dans le marché de la zone J de New York, où la centrale Ravenswood est exploitée, sont fixés dans le cadre d'une série d'enchères à terme ayant recours à une courbe de demande pour établir le prix mensuel de l'électricité sur le marché au comptant. Cette courbe est fondée, entre autres, sur des hypothèses concernant la technologie de production de pointe la plus susceptible d'être utilisée par de nouveaux intervenants sur le marché de l'électricité. Le 28 janvier 2014, la FERC a accepté le nouveau tarif que lui avait soumis l'exploitant indépendant du réseau de New York dans une demande qui lui a été présentée aux termes d'un processus triennal de réinitialisation de la courbe de demande. La technologie utilisée dans cette demande était différente de celle utilisée dans le processus précédent. Nous ne prévoyons pas que ce changement influera sur les prix de capacité en 2014, mais il se pourrait que la nouvelle hypothèse ait un effet défavorable sur les prix de capacité de la ville de New York en 2015 et en 2016.
- *Énergie solaire en Ontario* Vers la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf centrales d'énergie solaire en Ontario (capacité de production totale de 86 MW) pour une contrepartie d'environ 500 millions de dollars. Le 31 décembre 2013, nous avons conclu l'acquisition de notre quatrième installation d'une capacité de 10 MW au prix de 62 millions de dollars. Nous nous attendons à conclure l'acquisition des cinq centrales restantes en 2014, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et de l'achèvement satisfaisant des activités de construction connexes. Toute l'électricité produite par ces installations est vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité de 20 ans conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.
- *Cancarb* En janvier 2014, nous avons conclu une entente concernant la vente de Cancarb et de ses installations de production d'électricité connexes pour une contrepartie de 190 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture. Nous nous attendons à conclure la vente vers la fin du premier trimestre de 2014.
- *Bruce Power* Le 31 janvier 2014, Cameco a annoncé qu'elle avait convenu de vendre à BPC Generation Infrastructure Trust sa participation de 31,6 % dans la société en commandite Bruce B. Nous étudions notre option d'accroître notre participation dans Bruce B.

Siège social :

- *Dividende trimestriel* Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2014, un dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire en circulation. Le montant trimestriel équivaut à 1,92 \$ par action ordinaire sur une base annualisée, ce qui constitue une augmentation de 4 % par rapport au montant précédent.
- *Activités de financement*
 - En octobre 2013, nous avons racheté la totalité des quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U en circulation de TransCanada Pipelines Limited (« TCPL »). Ces actions ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action,

majoré de 0,5907 \$ au titre des dividendes courus et impayés. Les actions de série U en circulation ont une valeur nominale totale de 200 millions de dollars et elle sont assorties de dividendes annualisés de 11 millions de dollars au total.

- En octobre 2013, nous avons émis pour une valeur de 625 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 16 octobre 2023 et portant intérêt à 3,75 % ainsi que des billets de premier rang d'une valeur de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2043 et portant intérêt à 5,00 %.
- En janvier 2014, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9. Ces actions de série 9 ont été émises au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Le taux de dividende initial est fixé jusqu'au 30 octobre 2019 à 1,0625 \$ par action par an payable trimestriellement.

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.

- Également en janvier 2014, nous avons annoncé le rachat de la totalité des quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation de TCPL. Ces actions seront rachetées au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,2455 \$ au titre des dividendes courus et impayés le 5 mars 2014. Les actions de série Y en circulation ont une valeur nominale totale de 200 millions de dollars et elles sont assorties de dividendes annualisés de 11 millions de dollars.
- *Changements au sein de la direction* À compter du 28 février 2014, Greg Lohnes, vice-président directeur, Exploitation et grands projets et Sean McMaster, vice-président directeur, Relations avec les parties prenantes, chef du contentieux et chef de la conformité partiront à la retraite.

Avec prise d'effet le 1^{er} mars 2014, Alex Pourbaix est nommé vice-président directeur et président, Aménagement, Paul Miller est nommé vice-président directeur et président, Oléoducs, Bill Taylor est nommé vice-président directeur et président, Énergie, James Baggs est nommé vice-président directeur, Exploitation et ingénierie et Kristine Delkus est nommée vice-présidente directrice, chef du contentieux et chef de la conformité.

Téléconférence – présentation audio et diaporama

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 20 février 2014 pour discuter des résultats financiers du quatrième trimestre de 2013. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entreprendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 12 h (HR) / 14 h (HE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.226.1792 ou le 416.340.2216 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera 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 27 février 2014; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451, ainsi que le code d'accès 6573719.

Forte d'une expérience de plus de 60 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de gazoducs exploité par TransCanada s'étend sur plus de 68 500 kilomètres (42 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes 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/Grady Semmens/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 2013

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.

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits	2 332	2 089	8 797	8 007
BAIIA comparable	1 291	1 052	4 859	4 245
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	420	306	1 712	1 299
par action ordinaire – de base	0,59 \$	0,43 \$	2,42 \$	1,84 \$
Résultat comparable	410	318	1 584	1 330
par action ordinaire	0,58 \$	0,45 \$	2,24 \$	1,89 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation	1 083	818	4 000	3 284
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(74)	207	(326)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 009	1 025	3 674	3 571
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	1 431	1 040	4 461	2 595
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	62	95	163	652
Acquisitions	62	214	216	214
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,46	0,44	1,84	1,76
par action privilégiée de série 1	0,29	0,29	1,15	1,15
par action privilégiée de série 3	0,25	0,25	1,00	1,00
par action privilégiée de série 5	0,28	0,28	1,10	1,10
par action privilégiée de série 7 ¹	0,25	—	0,91	—
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
Moyenne de la période	707	705	707	705
Fin de la période	707	705	707	705

1 Émission le 4 mars 2013.

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;
- 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 escomptés;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation ;
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage;
- 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 pour entretien préventif et correctif 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 pipelinrière;
- 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;
- le rendement de nos contreparties;
- 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 2012.

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir 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;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable
- BAIL comparable
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAIL

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le résultat avant la déduction des intérêts et autres 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 BAIL mesure le résultat tiré des activités poursuivies de la société. Il s'agit d'une mesure plus précise de la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il est calculé de la même manière que le BAIIA, mais il exclut l'amortissement.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure plus efficace pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés parce qu'elle exclut les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pendant la période visée.

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	BAII
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge (recouvrement) 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.

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	
	2013	2012	2013	2012
BAIIA	1 320	1 040	4 958	4 224
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	(29)	12	(44)	21
Décision de l'ONÉ – 2012	—	—	(55)	—
BAIIA comparable	1 291	1 052	4 859	4 245
Amortissement comparable	(396)	(343)	(1 472)	(1 375)
BAII comparable	895	709	3 387	2 870
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	(240)	(246)	(984)	(976)
Intérêts créditeurs et autres comparables	10	20	42	86
Charge d'impôts comparable	(198)	(123)	(662)	(477)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(38)	(28)	(125)	(118)
Dividendes sur les actions privilégiées	(19)	(14)	(74)	(55)
Résultat comparable	410	318	1 584	1 330
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Décision de l'ONÉ – 2012	—	—	84	—
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	25	—
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	—	—	—	(15)
Activités de gestion des risques ¹	10	(12)	19	(16)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	420	306	1 712	1 299
Amortissement comparable	(396)	(343)	(1 472)	(1 375)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ – 2012	—	—	(13)	—
Amortissement	(396)	(343)	(1 485)	(1 375)
Intérêts débiteurs comparables	(240)	(246)	(984)	(976)
Poste particulier :				
Décision de l'ONÉ – 2012	—	—	(1)	—
Intérêts débiteurs	(240)	(246)	(985)	(976)
Intérêts créditeurs et autres comparables	10	20	42	86
Postes particuliers :				
Décision de l'ONÉ – 2012	—	—	1	—
Activités de gestion des risques ¹	(9)	(5)	(9)	(1)
Intérêts créditeurs et autres	1	15	34	85
Charge d'impôts comparable	(198)	(123)	(662)	(477)
Postes particuliers :				
Décision de l'ONÉ – 2012	—	—	42	—
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	25	—
Impôts sur le bénéfice attribuables à la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	—	—	—	5
Activités de gestion des risques ¹	(10)	5	(16)	6
Charge d'impôts	(208)	(118)	(611)	(466)
Résultat comparable par action ordinaire	0,58 \$	0,45 \$	2,24 \$	1,89 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Décision de l'ONÉ – 2012	—	—	0,12	—
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	0,04	—
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	—	—	—	(0,02)
Activités de gestion des risques ¹	0,01	(0,02)	0,02	(0,03)
Bénéfice net par action ordinaire	0,59 \$	0,43 \$	2,42 \$	1,84 \$

1 (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(2)	(6)	(4)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	36	(5)	50	(1)
Stockage de gaz naturel	(5)	(1)	(2)	(24)
Change	(9)	(5)	(9)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(10)	5	(16)	6
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	10	(12)	19	(16)

BAIIA comparable et BAII comparable selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 31 décembre 2013 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	778	198	346	(31)	1 291
Amortissement comparable	(280)	(38)	(74)	(4)	(396)
BAII comparable	498	160	272	(35)	895

trimestre clos le 31 décembre 2012 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	690	172	222	(32)	1 052
Amortissement comparable	(236)	(36)	(68)	(3)	(343)
BAII comparable	454	136	154	(35)	709

exercice clos le 31 décembre 2013 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
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

exercice clos le 31 décembre 2012 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 741	698	903	(97)	4 245
Amortissement comparable	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
BAII comparable	1 808	553	620	(111)	2 870

Résultats – quatrième trimestre de 2013

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du quatrième trimestre de 2013 s'est chiffré à 420 millions de dollars comparativement à 306 millions de dollars pour la même période en 2012.

Le résultat comparable pour le trimestre visé s'est établi à 92 millions de dollars (0,13 \$ par action), soit une hausse par rapport au quatrième trimestre de 2012.

Ce résultat s'explique essentiellement par :

- la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power résultant de l'augmentation des produits du réacteur 4 en raison d'un nombre inférieur de jours d'arrêt préventif et de la remise en service des réacteurs 1 et 2;
- le résultat supérieur réalisé par le réseau principal au Canada en raison de l'augmentation du rendement du capital-actions ordinaire (« RCA »), soit 11,50 % en 2013 comparativement à 8,08 % en 2012, et ce, en raison de la décision rendue par l'ONÉ à l'égard de la proposition de restructuration du réseau principal au Canada (« décision de l'ONÉ »);
- le résultat supérieur dégagé par le réseau de NGTL, compte tenu de la base tarifaire moyenne plus élevée associée aux dépenses en immobilisations pour 2012-2013 et de l'incidence du règlement pour 2013-2014 sur le réseau de NGTL approuvé en novembre 2013 par l'ONÉ, règlement qui prévoyait un RCA et des revenus incitatifs supérieurs;
- le résultat supérieur tiré du réseau d'oléoducs Keystone essentiellement en raison de l'augmentation des volumes.

Ces hausses ont été en partie annulées par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis en raison du repli des produits tirés du transport sur le réseau d'ANR et de la baisse du résultat des réseaux de GTN et Bison qui découle de la diminution de notre participation directe dans ces réseaux, qui est passé de 83 % à 50 % en juillet 2013;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest du fait des prix inférieurs réalisés pour l'électricité.

Résultats de l'exercice

En 2013, le résultat comparable a progressé de 254 millions de dollars comparativement à 2012, soit une hausse de 0,35 \$ par action.

La progression du résultat comparable s'explique par :

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power, qui reflète le résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2 et le nombre inférieur de jours d'arrêt préventif au réacteur 4;
- le résultat supérieur réalisé par le réseau principal au Canada en raison de l'augmentation du RCA, soit 11,50 % en 2013 comparativement à 8,08 % en 2012, en raison de la décision rendue par l'ONÉ;
- le résultat supérieur enregistré par les installations énergétiques des États-Unis en raison du relèvement des prix de capacité de New York et des prix supérieurs réalisés pour l'électricité;
- le résultat supérieur du réseau de NGTL du fait de la base tarifaire moyenne plus élevée et de l'approbation de l'ONÉ, en novembre 2013, du règlement pour 2013-2014 pour le réseau de NGTL;
- le résultat supérieur dégagé par le réseau d'oléoducs Keystone en raison principalement de l'augmentation des volumes;
- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest du fait de l'augmentation des volumes achetés aux termes de conventions d'achat d'électricité (« CAE »).

Ces hausses ont été en partie annulées en raison de l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis résultant du repli des résultats affichés par les réseaux d'ANR et de Great Lakes.

En 2013, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 1 712 millions de dollars comparativement à 1 299 millions de dollars en 2012.

Le bénéfice net comprend le résultat comparable dont il est fait état ci-dessus ainsi que d'autres postes particuliers qui sont exclus du résultat comparable. Pour 2013 et 2012, ont été constatés au titre du bénéfice net :

- un bénéfice net de 84 millions de dollars pour 2013, lié aux résultats de 2012 découlant de la décision rendue par l'ONÉ;
- un ajustement fiscal positif de 25 millions de dollars en 2013 du fait de la mise en vigueur de certaines lois fédérales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.I;
- une charge après les impôts de 15 millions de dollars (20 millions de dollars avant les impôts) en 2012 liée à la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A, charge constatée au deuxième trimestre de 2012 mais qui était liée à des montants comptabilisés initialement au quatrième trimestre de 2011;
- l'incidence de certaines activités de gestion des risques, chaque exercice.

Gazoducs

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable 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.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	305	250	1 121	994
Réseau de NGTL	261	195	846	749
Foothills	28	30	114	120
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	6	7	26	29
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	600	482	2 107	1 892
Amortissement comparable	(225)	(182)	(790)	(715)
BAIL comparable des gazoducs au Canada	375	300	1 317	1 177
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	33	63	188	254
GTN ²	11	28	76	112
Great Lakes ³	10	11	34	62
TC PipeLines, LP ^{1,4}	21	17	72	74
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , Bison ² , Portland ⁵)	26	32	107	111
À l'échelle internationale (Gas Pacifico/INNERGY ¹ , Guadalajara ⁶ , Tamazunchale, TransGas ¹)	25	27	106	112
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(4)	(10)	(8)
Participations sans contrôle ⁷	60	39	186	161
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	183	213	759	878
Amortissement comparable	(53)	(54)	(217)	(218)
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	130	159	542	660
Incidence du change	7	(1)	15	—
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	137	158	557	660
BAIIA et BAIL comparables découlant de l'expansion des affaires	(14)	(4)	(35)	(29)
BAIL comparable du secteur des gazoducs	498	454	1 839	1 808
Sommaire				
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	778	690	2 852	2 741
Amortissement comparable	(280)	(236)	(1 013)	(933)
BAIL comparable du secteur des gazoducs	498	454	1 839	1 808

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 tiré de ces participations.

2 À compter du 1^{er} juillet 2013, ces données représentent notre participation directe de 30 %. Avant le 1^{er} juillet 2013, notre participation directe était de 75 %.

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

- 4 Le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu une participation de 45 % dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP. Le tableau qui suit illustre notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation dans GTN, Bison et Great Lakes par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP pour les périodes présentées.

	Participation en %		
	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	1 ^{er} janvier 2012
TC PipeLines, LP	28,9	28,9	33,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :			
GTN/Bison	20,2	7,2	8,3
Great Lakes	13,4	13,4	15,5

- 5 Ces données représentent notre participation de 61,7 %.
 6 Ces données sont comptabilisées depuis juin 2011.
 7 Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons non détenus par nous.

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	
	2013	2012	2013	2012
Réseau principal au Canada – bénéfice net	76	47	361	187
Réseau principal au Canada – résultat comparable	76	47	277	187
Réseau de NGTL	72	55	243	208
Foothills	5	4	18	19

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	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 841	5 737	5 938	5 501	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	1 339	1 551	3 683	3 645	1 566	1 620
Moyenne quotidienne	3,7	4,2	10,1	10,0	4,3	4,4

- 1 Les volumes de livraison du réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 803 Gpi³ (859 Gpi³ en 2012) pour une moyenne quotidienne de 2,2 Gpi³ (2,3 Gpi³ en 2012).
 2 Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013, les réceptions sur place en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 3 680 Gpi³ (3 660 Gpi³ en 2012). La moyenne par jour était de 10,1 Gpi³ (10,0 Gpi³ en 2012).
 3 Selon ses tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne d'ANR n'influent pas sur les résultats.

GAZODUCS AU CANADA

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement selon le RCA approuvé, la base tarifaire, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA et le BAII comparable, mais elles n'influent pas de façon importante sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

Le résultat comparable du réseau principal au Canada a progressé de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante de 2012, et ce, en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ. Par ailleurs, outre un mécanisme incitatif fondé sur le total des produits nets, l'ONÉ a approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % qui sera en vigueur pour les

exercices compris dans la période de 2012 à 2017 inclusivement, alors que le dernier RCA approuvé, appliqué pour comptabiliser les résultats de 2012, était de 8,08 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. L'amélioration du résultat comparable est principalement attribuable au RCA supérieur et aux revenus incitatifs.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, le bénéfice net du réseau de NGTL s'est amélioré de 17 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2012 compte tenu du règlement de 2013-2014 pour le réseau de NGTL, qui prévoit un RCA et des revenus incitatifs supérieurs ainsi qu'une base tarifaire moyenne plus élevée au titre des dépenses en immobilisations pour les exercices 2012 et 2013. Le règlement de 2013-2014 pour le réseau de NGTL, approuvé par l'ONÉ en novembre 2013, prévoyait un RCA de 10,10 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, comparativement à un RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2012. Il comprenait aussi 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 le BAIIA de nos gazoducs aux États-Unis.

Les résultats d'ANR dépendent en outre de la valeur des contrats et de l'établissement des tarifs, selon la valeur attribuée par le marché à sa capacité de stockage, aux services de transport liés au stockage et aux ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités de l'entreprise, les volumes et les produits d'ANR liés au transport par pipeline et au stockage de gaz sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale s'est contracté de 30 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante de 2012. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des produits tirés des services de transport et de stockage d'ANR;
- des coûts supérieurs d'ANR liés à l'exploitation, l'entretien et à l'administration ainsi qu'aux services fournis par d'autres pipelines;
- du recul des contributions de GTN et de Bison en raison de la diminution de notre participation directe dans chaque gazoduc, passée de 83 % en 2012 à 50 % à compter du 1^{er} juillet 2013;
- des contributions supérieures de Portland en raison de l'amélioration des produits à court terme.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, l'amortissement comparable a augmenté de 44 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2012. Cette hausse est principalement attribuable à un redressement en 2013 qui prévoit la majoration du taux d'amortissement composé prévu dans le règlement de 2013-2014 pour le réseau de NGTL approuvé en novembre 2013, à la base tarifaire plus élevée pour le réseau de NGTL et à l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ.

Oléoducs

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable 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.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Réseau d'oléoducs Keystone	200	180	766	712
Expansion des affaires dans le secteur des oléoducs	(2)	(8)	(14)	(14)
BAIIA comparable du secteur des oléoducs	198	172	752	698
Amortissement comparable	(38)	(36)	(149)	(145)
BAIL comparable du secteur des oléoducs	160	136	603	553
BAIL comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	53	44	201	191
Dollars US	102	94	389	363
Incidence du change	5	(2)	13	(1)
	160	136	603	553

Le BAIIA comparable tiré du réseau d'oléoducs Keystone provient principalement de la capacité pipelinière vendue aux expéditeurs en contrepartie de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché et elle permet de saisir des occasions de dégager un résultat supplémentaire.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, le BAIIA comparable pour le réseau d'oléoducs Keystone a connu une augmentation de 20 millions de dollars, comparativement à la période correspondante de 2012, et ce, en raison essentiellement de l'accroissement des volumes.

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 ont reculé de 6 millions de dollars comparativement à la même période en 2012, et ce, en raison de la capitalisation accrue de coûts liés aux projets d'aménagement d'oléoducs au quatrième trimestre de 2013.

Énergie

Le BAIIA comparable et le BAII comparable 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.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	60	84	380	335
Installations énergétiques de l'Est ¹	99	94	347	345
Bruce Power	115	(8)	310	14
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(17)	(14)	(50)	(48)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada²	257	156	987	646
Amortissement comparable	(43)	(35)	(172)	(152)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada²	214	121	815	494
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
Installations énergétiques du Nord-Est	79	62	370	257
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(14)	(14)	(47)	(48)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	65	48	323	209
Amortissement comparable	(27)	(31)	(107)	(121)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	38	17	216	88
Incidence du change	2	—	7	—
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	40	17	223	88
Stockage de gaz naturel et autres				
Stockage de gaz naturel et autres	30	23	73	77
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(3)	(10)	(10)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres²	27	20	63	67
Amortissement comparable	(3)	(2)	(12)	(10)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres²	24	18	51	57
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(6)	(2)	(20)	(19)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	272	154	1 069	620
Sommaire				
BAIIA comparable du secteur de l'énergie²	346	222	1 363	903
Amortissement comparable	(74)	(68)	(294)	(283)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	272	154	1 069	620

1 Ces données comprennent l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario en 2013 et la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012.

2 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, Portlands Energy, Bruce Power et CrossAlta jusqu'en décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet net :

- de la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power résultant de l'augmentation des produits du réacteur 4 du fait qu'il a connu un nombre inférieur de jours d'arrêt préventif et de la remise en service des réacteurs 1 et 2;
- du résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis en raison de la progression des prix de capacité de New York, qui a été neutralisée par le repli des volumes à l'installation de Ravenswood principalement;
- du résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest du fait des prix inférieurs réalisés pour l'électricité, qui a été contré en partie par la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A respectivement au début des mois de septembre et d'octobre 2013.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est¹

Le BAIIA comparable et le BAII comparable 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.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	168	158	609	640
Installations énergétiques de l'Est ¹	104	106	400	415
Autres ²	34	25	108	91
	306	289	1 117	1 146
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation³	15	23	141	68
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(92)	(74)	(277)	(281)
Autres ⁴	(2)	(2)	(6)	(5)
	(94)	(76)	(283)	(286)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(68)	(58)	(248)	(218)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2012	—	—	—	(30)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(17)	(14)	(50)	(48)
BAIIA comparable	142	164	677	632
Amortissement comparable	(43)	(35)	(172)	(152)
BAII comparable	99	129	505	480
Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest	60	84	380	335
Installations énergétiques de l'Est	99	94	347	345
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(17)	(14)	(50)	(48)
BAIIA comparable	142	164	677	632

1 Ces données comprennent l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario en 2013 et la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012.

2 Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique.

3 Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy.

4 Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.

Volumes des ventes et capacité disponible^{1,2}

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

(non audité)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	691	714	2 728	2 691
Installations énergétiques de l'Est ¹	854	908	3 822	4 384
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ²	2 771	2 017	8 223	6 906
Autres achats	12	—	13	46
	4 328	3 639	14 786	14 027
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 372	2 192	7 864	8 240
Installations énergétiques de l'Est ¹	854	908	3 822	4 384
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	1 102	539	3 100	1 403
	4 328	3 639	14 786	14 027
Capacité disponible des centrales³				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	96%	97%	95%	96%
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	90%	93%	90%	90%

1 Ces données comprennent l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario en 2013 et la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012.

2 Ces données comprennent notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. La remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A a eu lieu au début de septembre 2013 et celle du groupe électrogène 2, au début d'octobre 2013.

3 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée 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 nous fournissent de l'électricité aux termes de CAE.

5 Ces données excluent Bécancour parce que la production d'électricité est suspendue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a fléchi de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Ce fléchissement est un effet net :

- des prix inférieurs réalisés pour l'électricité;
- du résultat supplémentaire provenant de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A respectivement au début des mois de septembre et d'octobre 2013.

Les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont fléchi de 39 % pour s'établir à 48 \$ le MWh pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante de 2012. Ce fléchissement résulte d'un nouvel équilibre entre l'offre et la demande du fait de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A, de pannes beaucoup moins nombreuses dans les centrales au charbon et de l'augmentation de la production éolienne au quatrième trimestre de 2013 comparativement au même trimestre en 2012. Peu importe la période, les prix réalisés à la vente d'électricité peuvent être plus ou moins élevés que les prix sur le marché au comptant en raison des activités contractuelles.

Environ 68 % des volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest étaient visés par des contrats au cours du trimestre à l'étude, comparativement à 80 % au quatrième trimestre de 2012. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant en Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest concluent des contrats à terme à prix fixe de vente d'électricité pour garantir les produits futurs, et nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par voie de contrats à plus court terme. Le volume des ventes à terme varie en fonction des conditions du marché et de la liquidité sur le marché et, par le passé, il se situait entre 25 % et 75 % de la production future prévue, une proportion supérieure faisant l'objet de couvertures pour les périodes à court terme. Ces ventes à terme sont généralement conclues avec des moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'avec d'autres participants du marché et elles influenceront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

Installations énergétiques de l'Est

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est s'est accru de 5 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2012, et ce, en raison principalement du relèvement du résultat de Bécancour et de l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario en 2013.

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	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹				
Bruce A	70	(54)	202	(149)
Bruce B	45	46	108	163
	115	(8)	310	14
Comprend ce qui suit :				
Produits	342	228	1 258	763
Charges d'exploitation	(145)	(165)	(618)	(567)
Amortissement et autres	(82)	(71)	(330)	(182)
	115	(8)	310	14
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²				
Bruce A ³	90 %	52%	82 %	54 %
Bruce B	98 %	100%	89 %	95 %
Capacité cumulée de Bruce Power	94 %	79%	86 %	81 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	—	123	123	336
Bruce B	—	—	140	46
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	18	11	63	18
Bruce B	7	—	20	25
Volumes des ventes (en GWh) ¹				
Bruce A ³	2 907	1 609	10 033	4 194
Bruce B	2 177	2 278	7 824	8 475
	5 084	3 887	17 857	12 669
Prix de vente réalisés par MWh ⁴				
Bruce A	71 \$	68 \$	70 \$	68 \$
Bruce B	54 \$	54 \$	54 \$	55 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	62 \$	57 \$	62 \$	57 \$

1. Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes excluent la production réputée.
2. La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
3. La capacité disponible des centrales et les volumes des ventes pour 2013 et 2012 comprennent l'incidence supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.
4. Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

La quote-part du bénéfice dans Bruce A a progressé de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette augmentation s'explique principalement par :

- le résultat supplémentaire attribuable au réacteur 4 en raison de l'arrêt pour les travaux d'allongement du cycle de vie, amorcés au troisième trimestre de 2012 et achevés en avril 2013;
- l'augmentation du résultat des réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012;
- les prix supérieurs réalisés pour l'électricité.

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

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	66,33 \$

Aux termes du même contrat, toute la production de Bruce B fait l'objet d'un prix plancher ajusté annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	50,18 \$

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. Bruce Power n'a remboursé aucun montant au cours des trois derniers exercices.

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

La capacité disponible globale des centrales en 2014 devrait se situer à près de 90 % pour Bruce A et Bruce B. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un réacteur de Bruce A est prévu pendant le premier semestre de 2014. Des arrêts d'exploitation pour entretien préventif de deux réacteurs de Bruce B sont également prévus pendant les premier et quatrième trimestres de 2014.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable 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.

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits				
Installations énergétiques ¹	333	353	1 484	1 189
Capacité	78	53	295	234
Autres ²	5	22	56	51
	416	428	1 835	1 474
Achats de produits de base revendus	(251)	(217)	(1 003)	(765)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(86)	(149)	(462)	(452)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(14)	(14)	(47)	(48)
BAIIA comparable	65	48	323	209
Amortissement comparable	(27)	(31)	(107)	(121)
BAII comparable	38	17	216	88

1 Les gains et les pertes 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.

2 Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.

Volumes des ventes et capacité disponible

(non audité)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	1 152	2 276	6 173	7 567
Achats	2 259	2 550	9 001	9 408
	3 411	4 826	15 174	16 975
Capacité disponible des centrales^{1,2}	71%	81%	84%	85%

1 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

2 La capacité disponible a diminué au cours du trimestre clos le 31 décembre 2013 en raison de l'incidence des arrêts prévus à la centrale de Ravenswood.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 17 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet net de :

- l'appréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York;
- l'augmentation des prix de l'électricité réalisés dans les États de la Nouvelle-Angleterre, neutralisée par le relèvement des coûts des combustibles;
- le repli de la production, essentiellement à la centrale de Ravenswood.

Les prix au comptant pour les ventes de capacité dans la ville de New York ont progressé de 91 % au quatrième trimestre de 2013 comparativement à ceux de la même période en 2012. Cette augmentation des prix au comptant pour les ventes de capacité jumelée à l'incidence des opérations de couverture a donné lieu au relèvement des prix réalisés dans la région de New York.

En 2013, les prix des produits de base aux installations énergétiques des États-Unis se sont accrus du fait du relèvement des prix du gaz naturel par rapport aux bas niveaux enregistrés en 2012. La majoration des prix du gaz naturel conjuguée aux contraintes de transport du gaz naturel combustible dans le Nord-Est des États-Unis a contribué au bond d'environ 33 % des prix de l'électricité de l'ISO en Nouvelle-Angleterre, au quatrième trimestre de 2013, comparativement à la même période en 2012. Cette poussée des prix des produits de base a influé sur les produits, les achats de produits de base revendus, de même que les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour la production d'électricité.

Les volumes des ventes physiques au cours du trimestre clos le 31 décembre 2013 ont connu un recul comparativement à la même période en 2012. Le repli des volumes de production d'électricité est essentiellement attribuable à la baisse de production de la centrale de Ravenswood au quatrième trimestre de 2013, comparativement au quatrième trimestre de 2012, période pendant laquelle les volumes produits par la centrale ont été supérieurs à la normale tant pendant qu'après la tempête Sandy, car les dommages subis par plusieurs autres centrales et installations de transport d'électricité de tiers ont miné l'approvisionnement en électricité dans la ville de New York. Les achats se sont contractés au quatrième trimestre de 2013, comparativement à la même période en 2012, et ce, en raison de la baisse des achats à des fins de vente à des clients des secteurs commerciaux et industriels de la Nouvelle-Angleterre, neutralisée toutefois en partie par l'augmentation des volumes dans le marché de PJM. Le fléchissement des volumes de ventes s'est répercuté tant sur les produits que sur les coûts d'exploitation des centrales et autres.

Au 31 décembre 2013, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 4 300 GWh d'électricité, ou 53 % de leur production prévue pour 2014, et pour quelque 1 800 GWh, ou 24 % de leur production prévue pour 2015. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable et le BAII comparable 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.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Stockage de gaz naturel et autres ¹	30	23	73	77
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(3)	(10)	(10)
BAIIA comparable	27	20	63	67
Amortissement comparable	(3)	(2)	(12)	(10)
BAII comparable	24	18	51	57

¹ Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans CrossAlta jusqu'au 18 décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation dans ces installations, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

Le BAIIA comparable a progressé de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante de 2012 en raison surtout de la hausse des écarts réalisés pour les volumes plus élevés de gaz naturel stocké et du résultat supplémentaire pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

Autres postes de l'état des résultats

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts débiteurs comparables	240	246	984	976
Intérêts créditeurs et autres comparables	(10)	(20)	(42)	(86)
Charge d'impôts comparable	198	123	662	477
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	38	28	125	118

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	123	128	495	513
Libellés en dollars US	205	186	766	740
Change	7	(1)	20	—
	335	313	1 281	1 253
Intérêts divers et amortissement (recouvrement)	(3)	9	(10)	23
Intérêts capitalisés	(92)	(76)	(287)	(300)
Intérêts débiteurs comparables	240	246	984	976

Les intérêts débiteurs comparables affichaient un recul de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, comparativement à la même période en 2012 pour les raisons suivantes :

- la hausse des intérêts capitalisés pour le projet de la côte du golfe et celui du Mexique, contrée en partie par la mise en service des réacteurs remis à neuf de Bruce Power;
- la hausse des intérêts débiteurs en raison des émissions de titres d'emprunt de 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013, de 500 millions de dollars US en juillet 2013, de 750 millions de dollars en juillet 2013, de 750 millions de dollars US en janvier 2013, d'une émission de titres d'emprunt de 500 millions de dollars US de TC PipeLines, LP en juillet 2013 et de la hausse du taux de change sur les intérêts débiteurs liés à des titres d'emprunt libellés en dollars américains, contrebalancée en partie par les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains.

La charge d'impôts comparable a augmenté de 75 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante de 2012. Le résultat supérieur avant les impôts en 2013 comparativement à 2012 et les variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadiens et étrangers sont principalement à la source de cette augmentation.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a bondi de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante de 2012. Cette hausse est attribuable à la vente d'une participation de 45 % dans GTN LLC et dans Bison à TC PipeLines, LP en juillet 2013.

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	
	2013	2012	2013	2012
Produits				
Gazoducs	1 226	1 087	4 497	4 264
Oléoducs	294	270	1 124	1 039
Énergie	812	732	3 176	2 704
	2 332	2 089	8 797	8 007
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	174	61	597	257
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	735	731	2 674	2 577
Achats de produits de base revendus	359	291	1 317	1 049
Impôts fonciers	92	88	445	434
Amortissement	396	343	1 485	1 375
	1 582	1 453	5 921	5 435
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	240	246	985	976
Intérêts créditeurs et autres	(1)	(15)	(34)	(85)
	239	231	951	891
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	685	466	2 522	1 938
Charge d'impôts				
Exigibles	3	80	43	181
Reportés	205	38	568	285
	208	118	611	466
Bénéfice net	477	348	1 911	1 472
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	38	28	125	118
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	439	320	1 786	1 354
Dividendes sur les actions privilégiées	19	14	74	55
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	420	306	1 712	1 299
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,59 \$	0,43 \$	2,42 \$	1,84 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,46 \$	0,44 \$	1,84 \$	1,76 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	707	705	707	705
Dilué	708	705	708	706

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	477	348	1 911	1 472
Amortissement	396	343	1 485	1 375
Impôts reportés	205	38	568	285
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(174)	(61)	(597)	(257)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	178	124	605	376
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure à la charge	17	22	50	9
Autres	(16)	4	(22)	24
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(74)	207	(326)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 009	1 025	3 674	3 571
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 431)	(1 040)	(4 461)	(2 595)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(62)	(95)	(163)	(652)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(62)	(214)	(216)	(214)
Montants reportés et autres	(13)	123	(280)	205
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 568)	(1 226)	(5 120)	(3 256)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(344)	(325)	(1 356)	(1 281)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(52)	(34)	(166)	(135)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	126	790	(492)	449
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 336	3	4 253	1 491
Remboursements sur la dette à long terme	(56)	(198)	(1 286)	(980)
Actions ordinaires émises	13	18	72	53
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	585	—
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission	—	—	384	—
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(200)	—	(200)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	823	254	1 794	(403)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	18	4	28	(15)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	282	57	376	(103)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	645	494	551	654
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	927	551	927	551

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2013	31 décembre 2012
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	927	551
Débiteurs	1 122	1 052
Stocks	251	224
Autres	847	997
	3 147	2 824
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 17 851 \$ et 16 540 \$	37 606	33 713
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 759	5 366
Actifs réglementaires	1 735	1 629
Écart d'acquisition	3 696	3 458
Actifs incorporels et autres actifs	1 955	1 406
	53 898	48 396
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 842	2 275
Créditeurs et autres	2 155	2 344
Intérêts courus	388	368
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	973	894
	5 358	5 881
Passifs réglementaires	229	268
Autres passifs à long terme	656	882
Passifs d'impôts reportés	4 564	4 016
Dette à long terme	21 892	18 019
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	994
	33 762	30 060
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 149	12 069
Émises et en circulation : Au 31 décembre 2013 : 707 millions d'actions Au 31 décembre 2012 : 705 millions d'actions		
Actions privilégiées	1 813	1 224
Surplus d'apport	401	379
Bénéfices non répartis	5 096	4 687
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(934)	(1 448)
Participations assurant le contrôle	18 525	16 911
Participations sans contrôle	1 611	1 425
	20 136	18 336
	53 898	48 396

Informations sectorielles

Trimestres clos les 31 décembre (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
	Produits	1 226	1 087	294	270	812	732	—	—	2 332
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	40	37	—	—	134	24	—	—	174	61
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(423)	(373)	(86)	(88)	(195)	(238)	(31)	(32)	(735)	(731)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(359)	(291)	—	—	(359)	(291)
Impôts fonciers	(65)	(61)	(10)	(10)	(17)	(17)	—	—	(92)	(88)
Amortissement	(280)	(236)	(38)	(36)	(74)	(68)	(4)	(3)	(396)	(343)
	498	454	160	136	301	142	(35)	(35)	924	697
Intérêts débiteurs									(240)	(246)
Intérêts créditeurs et autres									1	15
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									685	466
Charge d'impôts									(208)	(118)
Bénéfice net									477	348
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(38)	(28)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									439	320
Dividendes sur les actions privilégiées									(19)	(14)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									420	306

Exercices clos les 31 décembre (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
	Produits	4 497	4 264	1 124	1 039	3 176	2 704	—	—	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	145	157	—	—	452	100	—	—	597	257
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 405)	(1 365)	(328)	(296)	(833)	(819)	(108)	(97)	(2 674)	(2 577)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 317)	(1 049)	—	—	(1 317)	(1 049)
Impôts fonciers	(329)	(315)	(44)	(45)	(72)	(74)	—	—	(445)	(434)
Amortissement	(1 027)	(933)	(149)	(145)	(293)	(283)	(16)	(14)	(1 485)	(1 375)
	1 881	1 808	603	553	1 113	579	(124)	(111)	3 473	2 829
Intérêts débiteurs									(985)	(976)
Intérêts créditeurs et autres									34	85
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									2 522	1 938
Charge d'impôts									(611)	(466)
Bénéfice net									1 911	1 472
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(125)	(118)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									1 786	1 354
Dividendes sur les actions privilégiées									(74)	(55)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									1 712	1 299