

TransCanada déclare un résultat comparable de 1,6 milliard de dollars en 2011 Dividende sur les actions ordinaires majoré de 5 %

CALGARY, Alberta – **Le 14 février 2012** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable du quatrième trimestre de 2011 s'est établi à 366 millions de dollars (0,52 \$ par action). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le résultat comparable s'est chiffré à 1,6 milliard de dollars (2,23 \$ par action). Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du quatrième trimestre de 2011 a été de 375 millions de dollars (0,53 \$ par action) et, pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, de 1,5 milliard de dollars (2,18 \$ par action).

Le conseil d'administration de TransCanada a également déclaré un dividende trimestriel de 0,44 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2012, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,76 \$ par action ordinaire, soit une majoration de 5 %. Il s'agit du douzième exercice consécutif pour lequel le conseil d'administration majore le dividende.

« TransCanada a obtenu de solides résultats en 2011 sous l'impulsion du résultat supplémentaire provenant des actifs d'une valeur de 10 milliards de dollars mis en service depuis le milieu de 2010 et du portefeuille actuel d'infrastructures énergétiques diversifiées et de grande qualité de la société, a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable de 2011, à 2,23 \$ par action, représente une hausse de 13 % par rapport à l'exercice 2010.

« Nous avons réalisé des progrès appréciables dans le cadre de notre programme d'investissement sans précédent, et ces nouveaux actifs en exploitation produisent les résultats escomptés, soit de générer un résultat et des flux de trésorerie durables pour nos actionnaires, tout en nous permettant s'assurer la livraison d'énergie en toute sécurité et avec fiabilité à nos clients à l'échelle de l'Amérique du Nord », a ajouté M. Girling.

La société est bien placée pour mener à terme de nouveaux projets d'une valeur de 12 milliards de dollars, dont la mise en service s'échelonne jusqu'au début de 2015, notamment le programme de redémarrage de Bruce Power, en Ontario, les prolongements et expansions supplémentaires du réseau de l'Alberta, la dernière phase du projet de Cartier énergie éolienne, au Québec, neuf projets d'énergie solaire en Ontario et le prolongement de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (« Keystone XL »). TransCanada croit que ces actifs produiront une croissance appréciable et durable du résultat et des flux de trésorerie, qui à son tour se traduira par un rendement supérieur pour ses actionnaires.

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

(Tous les montants n'ont pas été audités et sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Quatrième trimestre de 2011
 - Résultat comparable de 366 millions de dollars (0,52 \$ par action)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,2 milliard de dollars
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 375 millions de dollars (0,53 \$ par action)
 - Fonds provenant de l'exploitation de 881 millions de dollars
- Exercice clos le 31 décembre 2011
 - Résultat comparable de 1,6 milliard de dollars (2,23 \$ par action)
 - BAIIA comparable de 4,8 milliards de dollars
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,5 milliard de dollars (2,18 \$ par action)
 - Fonds provenant de l'exploitation de 3,7 milliards de dollars

- Annonce d'une majoration de 5 % du dividende trimestriel par action ordinaire, qui passe à 0,44 \$, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2012.
- BAIIA supplémentaire généré par les nouveaux projets d'investissement d'une valeur de 10 milliards de dollars mis en service depuis le milieu de 2010, ce qui a contribué à une hausse marquée des résultats et des flux de trésorerie découlant de contrats; en 2011, les exemples qui suivent en témoignent :
 - Le gazoduc Bison de 630 millions de dollars US dont l'exploitation a commencé en janvier.
 - Le tronçon de Wood River/Patoka, en Illinois, et le prolongement de Cushing de l'oléoduc Keystone, au coût de 6 milliards de dollars, dont le résultat est constaté dans le BAIIA depuis février.
 - La mise en exploitation commerciale, en mai, de la centrale électrique de Coolidge, projet de 500 millions de dollars US.
 - Le gazoduc de Guadalajara, d'un coût de 360 millions de dollars US, terminé en juin.
 - L'achèvement, en novembre, du projet éolien de Montagne-Sèche et de la première phase du projet éolien de Gros-Morne, dont la capacité de production d'énergie renouvelable est de 159 mégawatts (« MW »).
- Engagement d'achat de neuf projets d'énergie solaire en Ontario en contrepartie d'environ 470 millions de dollars; ces projets, d'une capacité cumulée de 86 MW, s'appuient sur des conventions d'achat d'énergie (« CAE ») de 20 ans conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »).
- Progrès en vue de la conclusion d'ententes commerciales dans le secteur des oléoducs
 - Engagements exécutoires à long terme supplémentaires pour l'oléoduc Keystone XL; des contrats à long terme de service garanti pour plus de 1,1 million de barils par jour (« b/j ») ont été conclus pour une durée moyenne d'environ 18 ans.
 - Annonce de plans pour construire la canalisation latérale de Houston et porter la capacité de Keystone XL à 830 000 b/j, au coût de 600 millions de dollars US, expansion qui portera la capacité du réseau d'oléoducs Keystone dans son ensemble à 1,4 million de b/j.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2011 s'est chiffré à 366 millions de dollars (0,52 \$ par action), comparativement à 384 millions de dollars (0,55 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2010. Les produits supplémentaires qu'ont apporté Keystone et les autres actifs récemment mis en service, alliés aux prix plus élevés de l'électricité en Alberta, ont été plus qu'annulés par l'apport plus faible de Bruce Power en raison des arrêts d'exploitation prévus de certaines installations, la hausse des intérêts débiteurs, découlant d'intérêts capitalisés moins élevés, le recul des résultats générés par les installations énergétiques aux États-Unis et les pertes nettes réalisées attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les fluctuations du taux de change en 2011, alors que des gains avaient été constatés à ce titre en 2010.

Le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2011 s'est chiffré à 1,565 milliard de dollars (2,23 \$ par action), comparativement à 1,361 milliard de dollars (1,97 \$ par action) en 2010. L'augmentation, qui est principalement attribuable aux prix plus élevés de l'électricité en Alberta et au résultat supplémentaire provenant des actifs récemment mis en service, a été partiellement contrebalancée par l'accroissement des intérêts débiteurs et le recul de l'apport de Bruce Power, des installations de stockage de gaz naturel et des installations énergétiques aux États-Unis.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires au quatrième trimestre de 2011 s'est établi à 375 millions de dollars (0,53 \$ par action), comparativement au chiffre de 269 millions de dollars (0,39 \$ par action) inscrit au quatrième trimestre de 2010. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 s'est établi à 1,527 milliard de dollars (2,18 \$ par action), alors qu'il s'était chiffré à 1,227 milliard de dollars (1,78 \$ par action) en 2010. Pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, le bénéfice net tenait compte d'une provision pour évaluation de 127 millions de dollars (0,18 \$ par action) après les impôts au titre des avances à l'Aboriginal Pipeline Group dans le cadre du projet gazier Mackenzie et des gains non réalisés nets découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

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 :

- En novembre 2011, le Département d'État américain s'est prononcé sur la nécessité de déterminer et d'évaluer pour Keystone XL des tracés de rechange permettant d'éviter la région des Sandhills, au Nebraska, dans le but d'accélérer la décision au sujet du permis présidentiel. Selon le Département d'État américain, cette démarche devrait se poursuivre jusqu'au premier trimestre de 2013.

TransCanada continue de collaborer avec l'État du Nebraska afin de déterminer le meilleur tracé pour contourner la région des Sandhills, au Nebraska.

- En décembre 2011, TransCanada a réalisé avec succès un appel de soumissions concernant la canalisation latérale de Houston et a signé des contrats à long terme pour le transport du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Houston, au Texas. Le projet de 600 millions de dollars US porterait la capacité de Keystone XL à 830 000 b/j et comprendrait la construction d'un prolongement de 80 kilomètres (« km ») (50 milles) dans le cadre de l'expansion proposée de Keystone XL.

On prévoit que la canalisation latérale de Houston pourra plus que doubler la capacité, jusqu'à 4 millions de b/j, du marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique directement admissible par Keystone. L'entrée en service de la canalisation est prévue pour le début de 2015.

Le coût en capital de Keystone XL, y compris la canalisation latérale de Houston, est estimé à 7,6 milliards de dollars US, dont 2,4 milliards de dollars US avaient déjà été investis au 31 décembre 2011. Le montant résiduel devrait être engagé d'ici à la date prévue de mise en service du prolongement au début de 2015.

- Au quatrième trimestre de 2011, TransCanada a obtenu des contrats supplémentaires à l'appui du projet Marketlink de Cushing, qui transporterait du pétrole brut de Cushing à Port Arthur et à Houston, au Texas. Le projet d'une valeur de 50 millions de dollars US utiliserait une partie des installations de Keystone XL, notamment la canalisation latérale de Houston. Le projet Marketlink de Cushing devrait commencer à expédier du pétrole brut au début de 2015.
- TransCanada examine la possibilité de transporter la production croissante de pétrole brut de la formation schisteuse de Bakken, dans le bassin Williston au Montana et dans le Dakota du Nord, pour l'acheminer aux grands marchés de raffinage américains. En 2010, la société a obtenu des contrats fermes d'une durée de cinq ans pour des volumes totalisant 65 000 b/j à l'égard du projet proposé Marketlink de Bakken, d'une valeur de 140 millions de dollars US, qui permettra de transporter le pétrole brut de Baker, au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par le truchement d'installations faisant partie de Keystone XL. Ce projet serait en exploitation au début de 2015.
- Le 23 décembre 2011, la *Temporary Payroll Tax Cut Continuation Act* a été approuvée par le Sénat et la Chambre des représentants des États-Unis et signée par le président Obama. En vertu de cette loi, une décision définitive devait être rendue au plus tard le 21 février 2012 au sujet du permis présidentiel concernant Keystone XL.
- Le 18 janvier 2012, le Département d'État américain a annoncé que le permis présidentiel avait été refusé parce qu'il n'était pas possible de déterminer l'intérêt national du projet Keystone XL dans le délai de deux mois prévu par le Congrès. Ce refus n'était pas fondé sur les mérites du projet.
- La société, quoique déçue, maintient son engagement pour la construction de Keystone XL. Les plans pour un certain nombre d'éléments du projet avancent bien et devraient permettre de maintenir, pour l'essentiel, l'échéancier de construction du projet. TransCanada présentera une nouvelle demande de permis présidentiel et

prévoit que la nouvelle demande sera traitée rapidement pour que la mise en service puisse avoir lieu au début de 2015.

Gazoducs :

- Le réseau de l'Alberta continue de s'agrandir grâce à de nouveaux raccords d'approvisionnements gaziers, principalement des bassins schisteux de Horn River et de Montney, en Colombie-Britannique, ainsi que de la zone de Deep Basin, en l'Alberta.

La société a soumis à l'approbation de l'Office national de l'Énergie (« ONÉ ») des expansions du réseau de l'Alberta afin de répondre aux demandes de services de transport supplémentaires dans le nord-ouest et le nord-est du bassin sédimentaire de l'Ouest Canadien (« BSOC »). TransCanada détient des engagements fermes supplémentaires de transport d'ici 2014 d'environ 3,4 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »), de l'ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique. Des demandes pour expédier des volumes supplémentaires sur le réseau de l'Alberta depuis la partie nord-ouest du BSOC ont été reçues.

En 2011, en plus des projets mentionnés ci-dessus, l'ONÉ a approuvé des projets de gazoducs d'un coût en capital d'environ 910 millions de dollars. D'autres projets pipeliniers, dont les coûts en capital totalisent près de 810 millions de dollars, sont en instance d'approbation par l'ONÉ. En outre, les travaux se poursuivent en vue d'aménager l'infrastructure nécessaire pour raccorder les approvisionnements du BSOC aux marchés, plus particulièrement à l'appui de la production future des sables bitumineux de l'Alberta et d'approvisionner les installations d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») proposées sur la côte Ouest.

- Le 1^{er} septembre 2011, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande visant un vaste projet de modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada, y compris la tarification pour 2012 et 2013. Le 31 octobre 2011, TransCanada a déposé de l'information supplémentaire au sujet du coût du service et des droits proposés pour 2012 et 2013. Les droits visés ont ainsi été établis à 1,29 \$ par gigajoule (« GJ ») ou 0,82 \$ par GJ, pour 2012 pour le transport depuis le carrefour commercial Nova Inventory Transfer jusqu'au point de livraison de Dawn, soit 38 % de moins que les droits comparables imputés en 2011. L'audience orale commencera le 4 juin 2012, et la décision au sujet de cette demande devrait être connue vers la fin de 2012 ou au début de 2013.
- En novembre 2011, TransCanada a soumis une nouvelle demande, avec davantage de renseignements, en vue de l'approbation de construire une nouvelle infrastructure pipelinère de 130 millions de dollars sur le réseau principal au Canada afin de recevoir le gaz naturel provenant de la formation schisteuse de Marcellus, aux États-Unis, au point de livraison de Niagara Falls, et de l'acheminer ensuite vers les marchés de l'Est.
- Gas Transmission Northwest LLC a conclu une entente avec les expéditeurs pour l'adoption de nouveaux droits de transport qui seront en vigueur de janvier 2012 à décembre 2015; cette entente a été approuvée par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis en novembre 2011.
- L'équipe du projet de gazoduc de l'Alaska continue de collaborer avec les expéditeurs afin de résoudre les questions relatives aux soumissions conditionnelles reçues dans le cadre des appels de soumissions pour le projet. Elle s'efforce de respecter l'échéance d'octobre 2012 pour le dépôt auprès de la FERC de la demande concernant l'« option Alberta » qui permettrait de transporter du gaz de l'Alaska jusqu'au réseau de l'Alberta et à destination d'autres marchés sur le continent. TransCanada a amorcé les discussions avec les producteurs du versant nord de l'Alaska au sujet de l'option GNL, qui exigerait l'aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et les installations de GNL, lesquelles seraient construites par des tiers dans le centre-sud de l'Alaska.

Énergie :

- La remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de l'installation nucléaire de Bruce Power, en Ontario, se poursuit. Le réacteur 2 devrait être remis en exploitation au cours du premier trimestre de 2012, et le réacteur 1 devrait être en service au troisième trimestre.

La quote-part de TransCanada du coût en capital total devrait atteindre 2,4 milliards de dollars. À la fin de la remise en service, Bruce Power sera la centrale nucléaire la plus grande du monde, avec une capacité de production de plus de 6 200 MW, soit 25 % de l'électricité en Ontario.

- La construction se poursuit dans le cadre du projet éolien en cinq phases de 590 MW de Cartier énergie éolienne, au Québec. En novembre 2011, le projet éolien de Montagne-Sèche de 58 MW et la première phase de 101 MW du projet de parc éolien de Gros-Morne ont été mis en exploitation. Selon toute attente, la deuxième phase de 111 MW du projet éolien de Gros-Morne sera en exploitation en décembre 2012. Il s'agit des quatrième et cinquième parcs éoliens en cours d'aménagement au Québec par Cartier énergie éolienne, qui appartient à 62 % à TransCanada. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec aux termes d'une CAE de 20 ans.
- En décembre 2011, TransCanada a annoncé l'achat, en contrepartie d'environ 470 millions de dollars, de neuf projets d'énergie solaire en Ontario ayant une capacité de production cumulée de 86 MW. TransCanada fera l'acquisition de chacun des projets après leur entrée en exploitation, une fois la construction terminée et les essais de réception effectués, conformément aux termes d'une CAE de 20 ans signée avec l'OEO dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis.
- Le différend découlant des cas de force majeure et de destruction économique invoqués pour la centrale de Sundance A de TransAlta Corporation sera entendu dans le cadre d'un seul processus d'arbitrage exécutoire. Le groupe d'arbitrage a prévu la tenue d'une audience en avril 2012. En supposant que l'audience se termine dans le délai prévu, TransCanada s'attend à ce qu'une décision soit rendue vers le milieu de 2012.

TransCanada ne croit pas que les cas de force majeure et de destruction invoqués par le propriétaire répondent à la définition de tels cas que donne la CAE et, par conséquent, la société continue de constater les produits et les coûts comme s'il s'agissait d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la CAE. Le résultat de tout processus d'arbitrage n'est jamais certain, mais TransCanada est d'avis que la question sera réglée en sa faveur.

Siège social

- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2012, un dividende trimestriel de 0,44 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Le montant trimestriel correspond à 1,76 \$ par action ordinaire sur une base annualisée et représente une augmentation de 5 % par rapport au dernier dividende.
- En novembre 2011, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a émis des billets à moyen terme pour une valeur de 500 millions de dollars et de 250 millions de dollars échéant respectivement en 2021 et en 2041 et portant intérêt respectivement à 3,65 % et à 4,55 %. Le produit a servi à financer la base tarifaire du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada.

Téléconférence – présentation audio et diaporama :

TransCanada tiendra une téléconférence et une webémission pour discuter de ses résultats financiers du quatrième trimestre de 2011. 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 la haute direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société avant de répondre aux questions des analystes et des membres des médias.

Événement :

Téléconférence et webémission sur les résultats financiers de TransCanada au quatrième trimestre de 2011.

Date :

Le mardi 14 février 2012

Heure :

13 h, heure normale des Rocheuses (« HNR ») / 15 h, heure normale de l'Est (« HNE »)

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 conférence sera transmise en direct à www.transcanada.com.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HNE), le 21 février 2012; il suffira de composer le 905.694.9451 ou le 800.408.3053 (Amérique du Nord seulement) et le code d'accès 8130635.

Forte d'une expérience de plus de 60 ans, TransCanada est un [chef de file](#) du [développement 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. Son réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive s'étend sur plus de 57 000 kilomètres (35 500 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 nord-américains de stockage de gaz et de services connexes avec une capacité de stockage d'environ 380 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 10 800 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 se rendre sur Twitter [@TransCanada](https://twitter.com/TransCanada)

- 30 -

Renseignements aux médias :	Terry Cunha/Shawn Howard	403.920.7859 800.608.7859
Renseignements aux investisseurs et analystes :	David Moneta/Terry Hook/Lee Evans	403.920.7911 800.361.6522

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2011

Résultats d'exploitation

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits	2 360	2 057	9 139	8 064
BAIIA comparable⁽¹⁾	1 184	1 005	4 806	3 941
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	375	269	1 527	1 227
Résultat comparable⁽¹⁾	366	384	1 565	1 361
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	881	812	3 663	3 331
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	118	22	310	(249)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	999	834	3 973	3 082
Dépenses en immobilisations	1 139	1 471	3 274	5 036

Données sur les actions ordinaires

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net par action – de base	0,53 \$	0,39 \$	2,18 \$	1,78 \$
Résultat comparable par action⁽¹⁾	0,52 \$	0,55 \$	2,23 \$	1,97 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,42 \$	0,40 \$	1,68 \$	1,60 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	703	695	702	691
Fin de la période	704	696	704	696

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le résultat comparable, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action.

Informations prospectives

Le présent communiqué contient certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre à », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir », « avoir l'intention de », « cibler », « planifier » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans futurs et perspectives financières. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, sans s'y limiter, des énoncés sur :

- les perspectives d'affaires anticipées;
- la performance financière de TransCanada et de ses filiales et sociétés affiliées;
- les attentes ou prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie prévus;
- les coûts prévus;
- les coûts prévus des projets en construction;
- les calendriers prévus (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement) des projets déjà planifiés;
- les processus réglementaires et les décisions prévus des organismes de réglementation;
- les résultats prévus des poursuites judiciaires, y compris l'arbitrage;
- les dépenses en immobilisations prévues;
- les résultats d'exploitation et les résultats financiers prévus;
- les incidences prévues des engagements et des passifs éventuels futurs.

Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés, et ne garantissent pas les rendements futurs. De par leur nature, les énoncés prospectifs sont assujettis à des hypothèses, des risques et des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et réalisations réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées ou implicites dans de tels énoncés.

Les principales hypothèses de ces énoncés prospectifs se fondent, sans s'y limiter, sur les hypothèses suivantes :

- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les paiements de capacité;
- le moment de l'émission des titres d'emprunt et des opérations de couverture;
- les processus réglementaires et les décisions des organismes de réglementation;
- les décisions et les résultats d'arbitrage;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et l'utilisation des pipelines et des actifs énergétiques de la société;
- la fiabilité et l'intégrité des actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les coûts, les calendriers et les dates d'achèvement prévus des projets en construction;
- les acquisitions et les dessaisissements.

Les risques et les incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats ou les événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, sans s'y limiter, les facteurs suivants :

- la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés;
- le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société;
- la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base;
- le montant des paiements de capacité et des produits du secteur énergétique de la société;
- les processus réglementaires et les décisions des organismes de réglementation;
- les résultats des poursuites judiciaires, y compris l'arbitrage;
- la performance des contreparties;
- 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 de change;
- les conditions météorologiques;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent communiqué ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective dans ce communiqué ou autre pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent communiqué, TransCanada utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts », (« BAI »), « BAI comparable », « intérêts débiteurs comparables », « intérêts créditeurs et autres comparables », « impôts sur le bénéfice comparables » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») (« PCGR du Canada »). Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TransCanada a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de

TransCanada, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le BAIIA est une mesure approximative des flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts de la société et il est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et pour mieux évaluer les tendances dans les actifs individuels. Il représente le bénéfice 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 ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAII est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société et il est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable, le BAII comparable, les intérêts débiteurs comparables, les d'intérêts créditeurs et autres comparables et les impôts sur le bénéfice comparables, qui comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA, le BAII, les intérêts débiteurs, les intérêts créditeurs et autres et les impôts sur le bénéfice, sont ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de jugement pour choisir les postes à exclure du calcul de ces mesures non conformes aux PCGR, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains ajustements de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques, des remboursements et ajustements d'impôts sur le bénéfice, des gains ou des pertes sur la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites et des réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

La société a recours à des activités de gestion des risques afin de réduire certains risques financiers liés au prix des produits de base auxquels elle est exposée au moyen d'instruments dérivés. Les activités de gestion des risques que TransCanada exclut du résultat comparable constituent des instruments de couverture économique efficaces, mais elles ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et, par conséquent, les variations de leur juste valeur sont imputées au bénéfice net de chaque exercice. Les gains ou les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de ces contrats dérivés et des stocks de gaz naturel ne sont pas jugés comme étant représentatifs des opérations sous-jacentes au cours de la période courante ou de la marge positive qui sera réalisée au moment du règlement. Par conséquent, ces montants ont été exclus de la détermination du résultat comparable.

Le tableau « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué fait état du rapprochement des mesures non conformes aux PCGR et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires. Le résultat comparable par action ordinaire est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice visé.

La direction se sert des fonds provenant de l'exploitation, qui représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation, pour évaluer de manière plus précise les flux de trésorerie d'exploitation consolidés, exception faite des fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation est présenté dans le tableau

« Résumé des flux de trésorerie », sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent communiqué.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Pour les trimestres clos
les 31 décembre
(non audité)
(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
BAIIA comparable	739	737	179	-	295	301	(29)	(33)	1 184	1 005
Amortissement	(251)	(241)	(35)	-	(100)	(103)	(4)	-	(390)	(344)
BAII comparable	488	496	144	-	195	198	(33)	(33)	794	661
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(251)	(173)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(15)	(15)
Intérêts créditeurs et autres comparables									8	61
Impôts sur le bénéfice comparables									(123)	(103)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(33)	(33)
Dividendes sur les actions privilégiées									(14)	(14)
Résultat comparable									366	384
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :										
Provision pour évaluation du PGM									-	(127)
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾									9	12
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									375	269

Pour les trimestres clos les 31 décembre
(non audité)(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2011	2010
Intérêts créditeurs et autres comparables	8	61
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	35	-
Intérêts créditeurs et autres	43	61
Impôts sur le bénéfice comparables	(123)	(103)
Postes particuliers :		
Provision pour évaluation du PGM	-	19
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	-	(10)
Charge d'impôts	(123)	(94)
Résultat comparable par action ordinaire	0,52 \$	0,55 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Provision pour évaluation du PGM	-	(0,18)
Activités de gestion des risques	0,01	0,02
Bénéfice net par action ordinaire	0,53 \$	0,39 \$

⁽¹⁾ Pour les trimestres clos les 31 décembre
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :		
Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(33)	24
Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes	7	(2)
Instruments dérivés visant le change	35	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	-	(10)
Activités de gestion des risques	9	12

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Pour les exercices clos

les 31 décembre

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
BAIIA comparable	2 967	2 915	587	-	1 338	1 125	(86)	(99)	4 806	3 941
Amortissement	(986)	(977)	(130)	-	(398)	(377)	(14)	-	(1 528)	(1 354)
BAII comparable	1 981	1 938	457	-	940	748	(100)	(99)	3 278	2 587
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(939)	(701)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(55)	(59)
Intérêts créditeurs et autres comparables									60	94
Impôts sur le bénéfice comparables									(595)	(400)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(129)	(115)
Dividendes sur les actions privilégiées									(55)	(45)
Résultat comparable									1 565	1 361
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :										
Provision pour évaluation du PGM									-	(127)
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾									(38)	(7)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									1 527	1 227

Pour les exercices clos les 31 décembre

(non audité)(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2011	2010
Intérêts débiteurs comparables	(939)	(701)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	2	-
Intérêts débiteurs	(937)	(701)
Intérêts créditeurs et autres comparables	60	94
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	(5)	-
Intérêts créditeurs et autres	55	94
Impôts sur le bénéfice comparables	(595)	(400)
Postes particuliers :		
Provision pour évaluation du PGM	-	19
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	22	1
Charge d'impôts	(573)	(380)
Résultat comparable par action ordinaire	2,23 \$	1,97 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Provision pour évaluation du PGM	-	(0,18)
Activités de gestion des risques	(0,05)	(0,01)
Bénéfice net par action ordinaire	2,18 \$	1,78 \$

⁽¹⁾ Pour les exercices clos les 31 décembre
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :		
Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(48)	2
Instruments dérivés des installations énergétiques au Canada	(3)	-
Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes	(6)	(10)
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt	2	-
Instruments dérivés visant le change	(5)	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	22	1
Activités de gestion des risques	(38)	(7)

Résultats d'exploitation consolidés

Résultats du quatrième trimestre

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2011 s'est établi à 366 millions de dollars (0,52 \$ par action) comparativement au chiffre de 384 millions de dollars (0,55 \$ par action) inscrit pour la même période en 2010. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2011 ne tenait pas compte des gains non réalisés nets de 9 millions de dollars après les impôts (9 millions de dollars avant les impôts) (gains de 12 millions de dollars après les impôts; gains de 22 millions de dollars avant les impôts en 2010) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice comparable du quatrième trimestre de 2010 excluait également la provision pour évaluation de 127 millions de dollars après les impôts (146 millions de dollars avant les impôts) pour les sommes avancées à l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») dans le cadre du projet gazier Mackenzie (« PGM »).

Le résultat comparable a diminué de 18 millions de dollars (0,03 \$ par action) au quatrième trimestre de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010, et il tenait compte de ce qui suit :

- le recul du BAII comparable du secteur des gazoducs attribuable à la baisse du résultat incitatif du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta ainsi qu'au recul des produits de certains pipelines aux États-Unis, annulé en partie par les résultats supplémentaires provenant de Bison et de Guadalajara, mis en service respectivement en janvier et en juin 2011;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs, alors que la société a commencé à constater les résultats de Keystone en février 2011;
- le repli du BAII comparable du secteur de l'énergie compte tenu des faibles volumes de Bruce A et B ainsi que de la hausse des frais d'exploitation et du recul des prix réalisés de Bruce B, des apports diminués des installations énergétiques aux États-Unis et des installations de stockage de gaz naturel, annulé en partie par l'accroissement des prix réalisés par les installations énergétiques de l'Ouest et le résultat supplémentaire découlant de la mise en service de Coolidge en mai 2011;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable avant tout à une baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service de Keystone et d'autres nouveaux actifs en 2011;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables, traduisant des pertes réalisées plus élevées en 2011 sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations du taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, comparativement à des gains en 2010;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables, principalement en raison de la hausse des ajustements d'impôts favorables qui avait réduit les impôts à payer au quatrième trimestre de 2010.

Au quatrième trimestre de 2011, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de TransCanada s'est établi à 375 millions de dollars (0,53 \$ par action), comparativement au chiffre de 269 millions de dollars (0,39 \$ par action) inscrit au quatrième trimestre de 2010.

Résultats annuels

Le résultat comparable a été de 1 565 millions de dollars (2,23 \$ par action) comparativement à 1 361 millions de dollars (1,97 \$ par action) en 2010. Le résultat comparable de 2011 ne tenait pas compte des pertes non réalisées nettes de 38 millions de dollars après les impôts (60 millions de dollars avant les impôts) (perte de 7 millions de dollars après les impôts (8 millions de dollars avant les impôts) en 2010) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques. Le résultat comparable de 2010 excluait également la provision pour évaluation de 127 millions de dollars après les impôts (146 millions de dollars avant les impôts) pour les avances à l'APG dans le cadre du PGM.

Le résultat comparable s'est accru de 204 millions de dollars (0,26 \$ par action) en 2011, comparativement à 2010, et il tenait compte de ce qui suit :

- l'accroissement du BAII comparable du secteur des gazoducs surtout en raison des résultats supplémentaires provenant de Bison et de Guadalajara, mis en service respectivement en janvier 2011 et en juin 2011, du recul des frais généraux et des frais d'administration et de soutien, de même que des dépenses moins élevées pour l'expansion des affaires, contré en partie par les produits moins élevés provenant de certains pipelines aux États-Unis et de l'incidence négative du fléchissement du dollar US;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater les résultats de Keystone en février 2011;
- la hausse du BAII comparable du secteur de l'énergie, surtout en raison des prix de l'électricité plus soutenus réalisés pour les installations énergétiques de l'Ouest et des résultats supplémentaires provenant de Halton Hills et de Coolidge, annulée en partie par le recul de l'apport de Bruce B, du secteur du stockage de gaz naturel et des installations énergétiques aux États-Unis;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable avant tout à une baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service de Keystone et d'autres nouveaux actifs ainsi qu'à l'accroissement des intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US en juin et en septembre 2010, contrée en partie par les gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société à la hausse des taux d'intérêt, en comparaison de pertes en 2010 ainsi que par l'incidence favorable du fléchissement du dollar US sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables, principalement en raison des gains réalisés moins élevés en 2011, comparativement à 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables, principalement en raison de la hausse du résultat avant les impôts en 2011 et d'ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice supérieurs en 2010 par rapport à 2011;
- l'accroissement des participations sans contrôle par suite de la vente d'une participation de 25 % chacune dans GTN LLC et dans Bison LLC à TC PipeLines, LP, en mai 2011, et de la diminution de la participation de la société dans TC PipeLines, LP;
- la majoration des dividendes sur les actions privilégiées émises en 2010.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1 527 millions de dollars (2,18 \$ par action), comparativement au chiffre de 1 227 millions de dollars (1,78 \$ par action) inscrit pour la même période en 2010.

Les résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont abordés plus en détail sous les rubriques « Gazoducs », « Oléoducs », « Énergie » et « Autres postes de l'état des résultats » du présent communiqué.

Soldes libellés en dollars US

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur les activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. L'exposition nette avant les impôts qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire davantage l'exposition de la société aux fluctuations du taux de change entre le dollar CA et la devise américaine. Pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011, le taux de change moyen pour convertir un dollar US en un dollar CA s'est chiffré à respectivement 1,02 et 0,99 (respectivement 1,01 et 1,03 en 2010).

Sommaire des principaux montants libellés en dollars US

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollar US, avant les impôts)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis ⁽¹⁾	189	188	786	710
BAIL comparable des oléoducs aux États-Unis ⁽¹⁾	91	-	301	-
BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis ⁽¹⁾	4	23	164	187
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(185)	(183)	(734)	(680)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	23	79	116	290
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(49)	(44)	(192)	(164)
	73	63	441	343

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le BAIL comparable.

Gazoducs

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 488 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement à 496 millions de dollars pour la même période en 2010. Le BAII comparable de 2010 ne tenait pas compte d'une provision pour évaluation de 146 millions de dollars avant les impôts au titre des avances à l'APG dans le cadre du PGM.

Résultats du secteur des gazoducs

(non audité) (en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	262	269	1 058	1 054
Réseau de l'Alberta	185	194	742	742
Foothills	31	33	127	135
Autres (TQM, Ventures LP)	12	11	50	50
BAIIA comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	490	507	1 977	1 981
Amortissement	(180)	(180)	(722)	(715)
BAII comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	310	327	1 255	1 266
Gazoducs aux États-Unis (en dollars US)				
ANR	73	76	312	314
GTN ⁽²⁾	26	45	131	171
Great Lakes ⁽³⁾	20	26	101	109
TC PipeLines, LP ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾	25	26	101	99
Iroquois	17	16	67	67
Bison ⁽⁵⁾	14	-	49	-
Portland ⁽⁶⁾	7	10	22	22
International (Tamazunchale, Guadalajara, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY) ⁽⁷⁾	25	8	77	42
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁸⁾	(3)	(6)	(9)	(31)
Participations sans contrôle ⁽⁹⁾	54	48	202	173
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	258	249	1 053	966
Amortissement	(69)	(61)	(267)	(256)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	189	188	786	710
Change	4	2	(8)	24
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars CA)	193	190	778	734
BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs⁽¹⁾	(15)	(21)	(52)	(62)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	488	496	1 981	1 938
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	739	737	2 967	2 915
Amortissement	(251)	(241)	(986)	(977)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	488	496	1 981	1 938

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.

- (2) Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TransCanada dans GTN depuis mai 2011, lorsqu'une participation de 25 % a été vendue à TC PipeLines, LP, et de 100 % avant cette date.
- (3) Ces données représentent la participation directe de 53,6 % de TransCanada.
- (4) En mai 2011, la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP a diminué pour passer de 38,2 % à 33,3 %. Par conséquent, les résultats de TC PipeLines, LP comprennent la participation réduite de TransCanada dans TC PipeLines, LP et la participation réelle de TransCanada par le truchement de la participation de 8,3 % de TC PipeLines, LP dans GTN et dans Bison depuis mai 2011.
- (5) Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TransCanada dans Bison à partir de mai 2011, lorsqu'une participation de 25 % a été vendue à TC PipeLines, LP, et de 100 % depuis janvier 2011, lorsque Bison a été mis en service.
- (6) Ces données représentent la participation de 61,7 % de TransCanada.
- (7) Ces données comprennent Guadalajara, avec prise d'effet en juin 2011.
- (8) Ces données représentent les frais généraux et les frais d'administration et de soutien liés à certains pipelines de TransCanada, y compris 7 millions de dollars et 17 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 au titre de la mise en service de Keystone.
- (9) Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable pour les tronçons de TC PipeLines, LP et de Portland n'appartenant pas à TransCanada.

Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada

(non audité) (en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Réseau principal au Canada	60	71	246	267
Réseau de l'Alberta	51	53	200	198
Foothills	4	7	22	27

Gazoducs au Canada

Pour le quatrième trimestre de 2011, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de 11 millions de dollars comparativement à la même période en 2010 pour s'établir à 60 millions de dollars, régression provenant surtout de revenus incitatifs plus faibles, d'une réduction du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA »), que l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a fixé à 8,08 % en 2011 contre 8,52 % en 2010, ainsi que d'une baisse de la base tarifaire moyenne.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 51 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2011, une diminution de 2 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2010. Le recul du bénéfice net provient surtout de la diminution des revenus incitatifs, compensé en partie par l'incidence favorable d'une base tarifaire plus élevée.

Le BAIIA comparable du réseau principal au Canada, à 262 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, a diminué de 7 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2010. Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 185 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, alors qu'il avait été de 194 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. Le BAIIA du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta tient compte des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des éléments transférés qui n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net.

Gazoducs aux États-Unis

Le BAIIA comparable d'ANR, pour le quatrième trimestre de 2011, a été de 73 millions de dollars US, alors qu'il s'était chiffré à 76 millions de dollars US pour la période correspondante de 2010. La baisse accusée au quatrième trimestre de 2011 s'explique surtout par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour le quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable de GTN provenant de l'investissement direct de TransCanada a été 26 millions de dollars US, comparativement à 45 millions de dollars US pour la période correspondante de 2010. Le recul s'explique surtout par le fait que TransCanada ait vendu sa participation de 25 % dans GTN à TC PipeLines, LP en mai 2011 et par les revenus plus faibles.

Le gazoduc Bison a été mis en service le 14 janvier 2011. La quote-part de TransCanada du BAIIA comparable tirée de son investissement direct s'est établie à 14 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011. Le BAIIA tient compte de la participation directe de 75 % de TransCanada dans le gazoduc Bison à la suite de la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 25 % dans ce gazoduc en mai 2011 et d'une participation de 100 % avant cette date.

Pour le reste des gazoducs aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi à 145 millions de dollars US pour le quatrième trimestre de 2011, contre 128 millions de dollars US pour la période correspondante de 2010. Les progressions sont surtout attribuables au résultat supplémentaire du gazoduc Guadalajara, mis en service en juin 2011. De plus, au quatrième trimestre de 2011, la compression des frais généraux et des frais d'administration et de soutien a permis de hausser le BAIIA; en contrepartie, Great Lakes et Portland ont dégagé des produits moins élevés.

Amortissement

L'amortissement des gazoducs a augmenté de 10 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement à la même période en 2010, principalement en raison de la mise en service des pipelines Bison et Guadalajara en 2011.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, les pertes au titre du BAIIA comparable, découlant des dépenses d'expansion des affaires, ont fléchi de 6 millions de dollars au quatrième trimestre 2011, comparativement à la même période en 2010, essentiellement en raison du recul des coûts liés à l'expansion des affaires dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska. Les frais imputables au projet ainsi que les remboursements sont partagés proportionnellement avec ExxonMobil Corporation, l'associé de TransCanada dans la coentreprise du projet de gazoduc de l'Alaska.

Données sur l'exploitation

Exercices clos les 31 décembre (non audité)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Foothills		ANR ⁽³⁾		GTN ⁽³⁾	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	6 179	6 466	5 074	4 989	606	655	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	1 887	1 666	3 517	3 447	1 289	1 446	1 706	1 589	679	802
Moyenne quotidienne	5,2	4,6	9,6	9,4	3,5	4,0	4,7	4,4	1,9	2,2

⁽¹⁾ Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués dans le tableau ci-dessus tiennent compte des livraisons physiques effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan ont totalisé 1 160 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (1 228 Gpi³ en 2010), pour une moyenne quotidienne de 3,2 Gpi³ (3,4 Gpi³ en 2010).

- (2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 3 622 Gpi³ (3 471 Gpi³ en 2010) pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, pour une moyenne quotidienne de 9,9 Gpi³ (9,5 Gpi³ en 2010).
- (3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR et de GTN puisque ces réseaux sont exploités conformément à des modèles à tarification fixe approuvés par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Oléoducs

Pour le quatrième trimestre de 2011, la société a constaté un BAII comparable de 144 millions de dollars relativement au secteur des oléoducs. Au début de février 2011, à la suite de la décision de l'ONÉ de lever la restriction relative à la pression d'exploitation maximale pour le tronçon ayant fait l'objet d'une conversion et aux modifications liées à l'exploitation dûment complétées, la société a commencé à constater le BAIIA pour le tronçon de Wood River/Patoka de Keystone. La mise en service du prolongement de Cushing a eu lieu au même moment.

Résultats du secteur des oléoducs

<i>(non audité)(en millions de dollars)</i>	Trimestre clos le 31 décembre 2011	Exercice clos le 31 décembre ⁽¹⁾ 2011
BAIIA comparable du secteur des oléoducs au Canada⁽²⁾	64	210
Amortissement	(13)	(49)
BAII comparable du secteur des oléoducs au Canada⁽²⁾	51	161
BAIIA comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽²⁾ (en dollars US)	113	383
Amortissement	(22)	(82)
BAII comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽²⁾	91	301
Change	2	(3)
BAII comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽²⁾ (en dollars CA)	93	298
BAIIA et BAII comparables de l'expansion des affaires du secteur des oléoducs⁽²⁾	-	(2)
BAII comparable du secteur des oléoducs⁽²⁾	144	457
Sommaire :		
BAIIA comparable du secteur des oléoducs⁽²⁾	179	587
Amortissement	(35)	(130)
BAII comparable du secteur des oléoducs⁽²⁾	144	457

(1) Les résultats représentent 11 mois d'exploitation.

(2) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.

Données sur l'exploitation

<i>(non audité)</i>	Trimestre clos le 31 décembre 2011	Exercice clos le 31 décembre 2011
Volumes livrés (en milliers de barils) ⁽²⁾ :		
Total	45 050	137 384
Moyenne quotidienne	490	411

⁽¹⁾ Les résultats représentent 11 mois d'exploitation.

⁽²⁾ Les volumes de livraison tiennent compte des livraisons effectuées.

Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 195 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, alors qu'il avait été de 198 millions de dollars pour la même période en 2010.

Résultats du secteur de l'énergie

(non audité) (en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	143	48	489	220
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	87	77	314	231
Bruce Power	33	99	252	298
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(15)	(9)	(43)	(38)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽³⁾	248	215	1 012	711
Amortissement	(68)	(63)	(276)	(242)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada⁽³⁾	180	152	736	469
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
Installations énergétiques du Nord-Est ⁽⁴⁾	44	67	314	335
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(8)	(41)	(32)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾	32	59	273	303
Amortissement	(28)	(36)	(109)	(116)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾	4	23	164	187
Change	(1)	1	(4)	7
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾ (en dollars CA)	3	24	160	194
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	23	39	89	140
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	-	(2)	(6)	(8)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽³⁾	23	37	83	132
Amortissement	(3)	(4)	(14)	(15)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽³⁾	20	33	69	117
BAIIA et BAII comparables de l'expansion des affaires du secteur de l'énergie⁽³⁾	(8)	(11)	(25)	(32)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	195	198	940	748
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	295	301	1 338	1 125
Amortissement	(100)	(103)	(398)	(377)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	195	198	940	748

(1) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(2) Ces données comprennent Montagne-Sèche et la phase 1 du projet de Gros-Morne depuis novembre 2011 ainsi que Halton Hills depuis septembre 2010.

(3) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.

(4) Ces données comprennent les installations de la phase 2 du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

Installations énergétiques au Canada

BAII comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	294	180	1 081	714
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	125	113	475	330
Autres ⁽⁴⁾	14	20	70	84
	433	313	1 626	1 128
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(137)	(117)	(538)	(431)
Autres ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	4	(2)	(9)	(26)
	(133)	(119)	(547)	(457)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(70)	(69)	(276)	(220)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(15)	(9)	(43)	(38)
BAIIA comparable⁽¹⁾	215	116	760	413
Amortissement	(40)	(39)	(163)	(140)
BAII comparable⁽¹⁾	175	77	597	273

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.

(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(3) Ces données comprennent Montagne-Sèche et la phase 1 du projet de Gros-Morne depuis novembre 2011 ainsi que Halton Hills depuis septembre 2010.

(4) Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et de noir de carbone thermique. L'incidence nette des instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente de gaz naturel aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est est présentée en tant que montant net dans les autres produits.

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

Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	669	622	2 606	2 373
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	852	874	3 714	2 359
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ⁽³⁾	1 875	3 030	7 909	10 785
Autres achats	384	118	1 112	429
	3 780	4 644	15 341	15 946
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 464	2 843	9 245	10 211
Installations énergétiques de l'Est	852	875	3 714	2 375
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	464	926	2 382	3 360
	3 780	4 644	15 341	15 946
Capacité disponible des centrales⁽⁴⁾				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾⁽⁵⁾	97 %	96 %	97 %	95 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾⁽⁶⁾	88 %	92 %	93 %	94 %

(1) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(2) Ces données comprennent Montagne-Sèche et la phase 1 du projet de Gros-Morne depuis novembre 2011 ainsi que Halton Hills depuis septembre 2010.

(3) Aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2011.

(4) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

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

(6) La centrale de Bécancour ne fait pas partie du calcul de la capacité disponible, car la production d'électricité y est suspendue depuis 2008.

Au quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est élevé à 143 millions de dollars et les produits des ventes d'électricité ont été de 294 millions de dollars, soit respectivement 95 millions de dollars et 114 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la période correspondante de 2010. Ces hausses proviennent avant tout de la progression des prix réalisés dans leur ensemble pour l'électricité en Alberta ainsi que des résultats supplémentaires de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011 aux termes d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») de 20 ans. Les arrêts d'exploitation, combinés à une augmentation de la demande, ont fait bondir de 65 % les prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta, où ils ont atteint 76 \$ le mégawattheure (« MWh ») au quatrième trimestre de 2011, comparativement à 46 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2010.

Pour le quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait des produits à recevoir de 57 millions de dollars de la CAE de Sundance A, dont les produits et les coûts ont été constatés comme si les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A étaient des interruptions de l'approvisionnement aux termes de la CAE.

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A ont été mis hors service et ont fait l'objet d'un cas de force majeure invoqué par TransAlta Corporation (« TransAlta ») en janvier 2011. En février 2011, TransAlta a informé TransCanada qu'elle avait établi qu'il n'était pas rentable de remplacer ni de réparer les groupes électrogènes 1 et 2, et que la CAE de Sundance A devrait par conséquent être résiliée.

TransCanada s'est inscrite en faux dans les deux cas, soit celui de force majeure et celui de destruction économique, aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévu dans la CAE, et les deux questions seront entendues dans le cadre d'un seul processus d'arbitrage exécutoire. À cette fin, le groupe d'arbitrage a décidé de la tenue d'une audience en avril 2012. En supposant que l'audience se termine dans le délai prévu, TransCanada s'attend à ce qu'une décision soit rendue vers le milieu de 2012.

TransCanada a continué de constater les produits et les coûts tout au long de 2011 car elle considère qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la CAE. La société ne croit pas que les cas de force majeure et de destruction invoqués par TransAlta répondent à la définition de tels cas que donne la CAE, et elle a donc constaté un BAIIA de 156 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Le résultat de tout processus d'arbitrage n'est jamais certain, mais TransCanada est d'avis que la question sera réglée en sa faveur.

Quant aux installations énergétiques de l'Est, pour le quatrième trimestre de 2011, TransCanada a constaté 87 millions de dollars au titre du BAIIA comparable et 125 millions de dollars pour ce qui est des produits des ventes d'électricité, soit respectivement 10 millions de dollars et 12 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour les périodes correspondante de 2010. Ces hausses tiennent surtout aux revenus tirés des contrats de la centrale de Bécancour.

Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont été de 137 millions de dollars, en hausse de 20 millions de dollars comparativement à la même période de 2010, par suite de la progression des ventes directes à ses clients.

Au quatrième trimestre de 2011, environ 84 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 75 % au quatrième trimestre de 2010. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, au 31 décembre 2011, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 8 400 gigawattheures (« GWh ») d'électricité en 2012 et 6 200 GWh d'électricité en 2013.

La totalité des volumes d'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été aux termes de contrats et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats dans les prochaines années.

Résultats de Bruce Power

(Quote-part de TransCanada) (non auditée) (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits ⁽¹⁾	181	228	817	862
Charges d'exploitation	(148)	(129)	(565)	(564)
BAIIA comparable⁽²⁾	33	99	252	298
BAIIA comparable de Bruce A⁽²⁾	(1)	33	98	91
BAIIA comparable de Bruce B⁽²⁾	34	66	154	207
BAIIA comparable⁽²⁾	33	99	252	298
Amortissement	(28)	(24)	(113)	(102)
BAII comparable⁽²⁾	5	75	139	196
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ⁽³⁾				
Bruce A	68 %	94 %	90 %	81 %
Bruce B	89 %	91 %	88 %	91 %
Capacité cumulée de Bruce Power	82 %	92 %	89 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	55	-	60	60
Bruce B	43	16	135	70
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	3	9	16	64
Bruce B	-	-	24	34
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 050	1 470	5 475	5 026
Bruce B	1 956	2 082	7 859	8 184
	3 006	3 552	13 334	13 210
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	66 \$	65 \$	66 \$	65 \$
Produits de Bruce B ⁽⁴⁾	53 \$	60 \$	54 \$	58 \$
Produits cumulés de Bruce Power	56 \$	61 \$	57 \$	60 \$

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A, de 3 millions de dollars et de 24 millions de dollars respectivement pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 (respectivement 8 millions de dollars et 29 millions de dollars en 2010).

(2) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.

(3) La capacité disponible de la centrale représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

(4) Ces données comprennent les produits contractuels reçus conformément au mécanisme de prix plancher ainsi que les volumes et les produits associés à la production réputée.

La quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce A s'est repliée de 34 millions de dollars pour afficher une perte de 1 million de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement au BAIIA de 33 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2010. Cette baisse s'explique principalement par les volumes moins élevés découlant de l'arrêt d'exploitation, le 6 novembre 2011, de l'installation de West Shift Plus pour des travaux d'entretien préventif d'une durée d'environ six mois, dans le cadre de la stratégie concernant le prolongement de la durée de vie du réacteur 3.

La quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce B est passée de 66 millions de dollars à 34 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2010 et celui de 2011. Cette baisse de 32 millions de dollars provient avant tout de la hausse des frais d'exploitation et de la baisse des volumes par suite d'un accroissement des jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés.

Selon les modalités d'un contrat conclu avec l'Office de l'Énergie de l'Ontario (« OEO »), toute la production de Bruce A du quatrième trimestre de 2011 a été vendue au prix fixe de 66,33 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 64,71 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2010. Également aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 50,18 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2011 contre un prix de 48,96 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2010. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix moyen mensuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Aucun montant comptabilisé dans les produits n'a fait l'objet d'un remboursement en 2011 ou 2010.

Bruce B conclut des contrats de vente à prix fixe selon lesquels Bruce B reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Entre le quatrième trimestre de 2010 et le quatrième trimestre de 2011, le prix réalisé de Bruce B a diminué de 7 \$ le MWh pour s'établir à 53 \$ le MWh. Ce montant tient compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher ainsi que des ventes contractuelles et de la production réputée. Cette baisse s'explique par le fait que la majeure partie des contrats à prix plus élevés conclus au cours des années précédentes sont arrivés à échéance à la fin de décembre 2010.

Au 31 décembre 2011, la quote-part revenant à TransCanada du coût en capital total de la remise à neuf de Bruce A et du redémarrage des réacteurs 1 et 2 était d'environ 2,3 milliards de dollars.

Installations énergétiques aux États-Unis

BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾⁽²⁾

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars US)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Installations énergétiques ⁽³⁾	160	238	919	1 090
Capacité	44	51	227	231
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	26	24	80	78
	230	313	1 226	1 399
Achats de produits de base revendus ⁽³⁾	(71)	(123)	(398)	(543)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽⁴⁾	(115)	(123)	(514)	(521)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(8)	(41)	(32)
BAIIA comparable⁽¹⁾	32	59	273	303
Amortissement	(28)	(36)	(109)	(116)
BAII comparable⁽¹⁾	4	23	164	187

- (1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.
- (2) Ces données comprennent les installations de la deuxième phase du projet éolien de Kibby depuis octobre 2010.
- (3) Les gains et 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.
- (4) Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾

(non audité)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	1 511	1 672	6 880	6 755
Achats	1 241	1 838	6 018	8 899
	2 752	3 510	12 898	15 654
Capacité disponible des centrales⁽²⁾⁽³⁾	83 %	70 %	87 %	86 %

- (1) Ces données comprennent les installations de la deuxième phase du projet éolien de Kibby depuis octobre 2010.
- (2) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- (3) La capacité disponible des quatrièmes trimestres de 2010 et de 2011 est surtout attribuable aux arrêts d'exploitation prévus à Ravenswood.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques des États-Unis s'est replié de 27 millions de dollars US pour se chiffrer à 32 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011, comparativement à la même période en 2010, en raison surtout de l'incidence négative du recul des prix des produits de base et de la capacité ainsi que de la baisse des volumes des ventes physiques, en partie annulée par de nouvelles ventes dans le secteur de PJM Interconnection (« PJM »).

Au quatrième trimestre de 2011, la baisse des volumes des ventes physiques comparativement à la même période en 2010 s'explique par le repli de la demande compte tenu des conditions météorologiques inhabituelles et d'un nombre moins élevé d'occasions pour des contrats dans le secteur de gros. De plus, au quatrième trimestre de 2011, par rapport à la période correspondante de 2010, un moins grand nombre d'opérations physiques ont été utilisées pour couvrir des engagements de vente d'énergie, en faveur d'opérations financières.

Les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 160 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011, soit une diminution de 78 millions de dollars US comparativement au chiffre de 238 millions de dollars US inscrit pour la période correspondante de 2010 en raison principalement du recul des volumes des ventes physiques d'électricité et des prix réalisés sur les ventes d'électricité. Le repli a été quelque peu atténué par les nouvelles ventes sur les marchés de PJM et de l'État de New York.

À 44 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011, les produits tirés de la capacité se sont repliés de 7 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2010. Les prix de la capacité ont subi le contrecoup, depuis juillet 2011, de la façon dont la New York Independent System Operator (« NYISO ») a appliqué les règles d'établissement des prix dans ce marché. TransCanada et d'autres parties ont déposé des plaintes auprès de la Federal Energy Regulatory

Commission (« FERC ») alléguant que la NYISO a appliqué ces règles de façon inappropriée. Ces plaintes sont en instance auprès de la FERC. La réduction des prix de capacité a été partiellement enrayée par le nombre moins élevé d'arrêts d'exploitation imprévus à Ravenswood.

Les achats de produits de base revendus, à 71 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011, ont affiché une baisse de 52 millions de dollars US comparativement au chiffre de 123 millions de dollars US inscrit pour la même période en 2010, principalement du fait de la diminution des volumes d'électricité effectivement achetés afin d'être revendus aux termes des engagements de ventes des installations énergétiques aux États-Unis à des clients du secteur de gros et des secteurs commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre, mais annulée en partie par les nouvelles ventes sur les marchés du PJM et de l'État de New York.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 115 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011, montant inférieur de 8 millions de dollars US à celui de la période correspondante de 2010, principalement en raison d'une diminution des coûts du combustible du fait d'une baisse de production et des prix des produits de base.

Les installations énergétiques aux États-Unis concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients du secteur de gros et des secteurs commercial et industriel sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre, de New York et de PJM. Pour réduire l'exposition aux fluctuations des prix au comptant, ces contrats de vente d'électricité sont couverts par un amalgame de contrats d'achat à terme d'électricité, de contrats d'achat à terme de combustible pour produire l'électricité et de contrats financiers. Au 31 décembre 2011, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats à terme pour quelque 3 600 GWh d'électricité, ou 30 % de leur production prévue, pour 2012, et quelque 1 000 GWh, ou 10 % de leur production prévue, pour 2013. 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, et les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 23 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, contre 37 millions de dollars pour la même période en 2010. La baisse de 14 millions de dollars du BAIIA comparable au quatrième trimestre de 2011 est principalement attribuable à la régression des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et auprès de tiers en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel.

Autres postes de l'état des résultats**Intérêts débiteurs comparables**

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Intérêts sur la dette à long terme ⁽²⁾				
Libellée en dollars CA	125	126	490	514
Libellée en dollars US	185	183	734	680
Change	4	2	(7)	20
	314	311	1 217	1 214
Intérêts divers et amortissement	8	12	24	74
Intérêts capitalisés	(71)	(150)	(302)	(587)
Intérêts débiteurs comparables⁽¹⁾	251	173	939	701

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur les intérêts débiteurs comparables.

(2) Ces données comprennent les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Au quatrième trimestre de 2011, les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 78 millions de dollars pour passer de 173 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010 à 251 millions de dollars. Ces augmentations sont le résultat de la baisse des intérêts capitalisés par suite de la mise en service de Keystone et d'autres actifs nouveaux en 2011.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont diminué de 8 millions de dollars pour passer de 61 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010 à 53 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011. Cette baisse inscrite au quatrième trimestre est le reflet des pertes réalisées en 2011 alors que des gains avaient été inscrits en 2010 sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition nette de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Les impôts sur le bénéfice comparables sont passés de 103 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010 à 123 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011. L'augmentation est surtout attribuable aux ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice qui avaient été supérieurs au quatrième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2011.

État consolidé des résultats

(non audité) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits	2 360	2 057	9 139	8 064
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	993	786	3 449	3 114
Achats de produits de base revendus	209	244	941	1 017
Amortissement	390	344	1 528	1 354
Provision pour évaluation du PGM	-	146	-	146
	1 592	1 520	5 918	5 631
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	251	173	937	701
Intérêts débiteurs des coentreprises	15	15	55	59
Intérêts créditeurs et autres	(43)	(61)	(55)	(94)
	223	127	937	666
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	545	410	2 284	1 767
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	12	26	209	(141)
Futurs	111	68	364	521
	123	94	573	380
Bénéfice net	422	316	1 711	1 387
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	33	33	129	115
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	389	283	1 582	1 272
Dividendes sur les actions privilégiées	14	14	55	45
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	375	269	1 527	1 227
Bénéfice net par action ordinaire				
De base	0,53 \$	0,39 \$	2,18 \$	1,78 \$
Dilué	0,53 \$	0,39 \$	2,17 \$	1,77 \$
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation				
– de base (en millions)	703	695	702	691
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation – dilué (en millions)	704	696	703	692

État consolidé des flux de trésorerie

(non audité) (en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	422	316	1 711	1 387
Amortissement	390	344	1 528	1 354
Impôts futurs	111	68	364	521
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(5)	(33)	(3)	(69)
Provision pour évaluation du PGM	-	146	-	146
Autres	(37)	(29)	63	(8)
	881	812	3 663	3 331
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	118	22	310	(249)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	999	834	3 973	3 082
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 139)	(1 471)	(3 274)	(5 036)
Montants reportés et autres	(90)	46	(14)	(384)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 229)	(1 425)	(3 288)	(5 420)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(310)	(187)	(1 016)	(754)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(44)	(29)	(131)	(112)
Émission (remboursement) de billets à payer, montant net	37	527	(218)	474
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 049	34	1 622	2 371
Remboursements sur la dette à long terme	(326)	(65)	(1 272)	(494)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	2	13	48	177
Remboursements sur la dette à long terme des coentreprises	(20)	(22)	(102)	(254)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	19	6	58	26
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	-	-	-	679
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission	-	-	321	-
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	407	277	(690)	2 113
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(8)	(16)	6	(8)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	169	(330)	1	(233)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	596	1 094	764	997
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	765	764	765	764

Bilan consolidé

31 décembre

(non audité) (en millions de dollars)

	2011	2010
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	765	764
Débiteurs	1 265	1 271
Stocks	416	425
Autres	1 194	870
	3 640	3 330
Immobilisations corporelles	38 262	36 244
Écart d'acquisition	3 650	3 570
Actifs réglementaires	1 405	1 512
Actifs incorporels et autres actifs	2 038	2 138
	48 995	46 794
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 880	2 092
Créditeurs	2 659	2 272
Intérêts courus	373	367
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	935	894
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	33	65
	5 880	5 690
Passifs réglementaires	303	314
Montants reportés	805	694
Impôts futurs	3 788	3 398
Dette à long terme	17 632	17 028
Dette à long terme des coentreprises	789	801
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	985
	30 206	28 910
CAPITAUX PROPRES		
Participations assurant le contrôle	17 324	16 727
Participations sans contrôle	1 465	1 157
	18 789	17 884
	48 995	46 794

Informations sectorielles

Pour les trimestres clos
les 31 décembre

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs ⁽¹⁾		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits	1 206	1 103	252	-	902	954	-	-	2 360	2 057
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽²⁾	(467)	(366)	(73)	-	(424)	(387)	(29)	(33)	(993)	(786)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(209)	(244)	-	-	(209)	(244)
Amortissement	(251)	(241)	(35)	-	(100)	(103)	(4)	-	(390)	(344)
Provision pour évaluation du PGM	-	(146)	-	-	-	-	-	-	-	(146)
	488	350	144	-	169	220	(33)	(33)	768	537
Intérêts débiteurs									(251)	(173)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(15)	(15)
Intérêts créditeurs et autres									43	61
Charge d'impôts									(123)	(94)
Bénéfice net									422	316
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(33)	(33)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									389	283
Dividendes sur les actions privilégiées									(14)	(14)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									375	269

Pour les exercices clos

les 31 décembre

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs ⁽¹⁾		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits	4 500	4 373	827	-	3 812	3 691	-	-	9 139	8 064
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽²⁾	(1 533)	(1 458)	(240)	-	(1 590)	(1 557)	(86)	(99)	(3 449)	(3 114)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(941)	(1 017)	-	-	(941)	(1 017)
Amortissement	(986)	(977)	(130)	-	(398)	(377)	(14)	-	(1 528)	(1 354)
Provision pour évaluation du PGM	-	(146)	-	-	-	-	-	-	-	(146)
	1 981	1 792	457	-	883	740	(100)	(99)	3 221	2 433
Intérêts débiteurs									(937)	(701)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(55)	(59)
Intérêts créditeurs et autres									55	94
Charge d'impôts									(573)	(380)
Bénéfice net									1 711	1 387
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(129)	(115)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									1 582	1 272
Dividendes sur les actions privilégiées									(55)	(45)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									1 527	1 227

(1) En février 2011, TransCanada a commencé à constater les résultats liés aux tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone.

(2) Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, les gazoducs comprenaient respectivement 7 millions de dollars et 17 millions de dollars de frais généraux et de frais d'administration et de soutien pour le démarrage de Keystone.