

## **TransCanada déclare un résultat comparable de 1,3 milliard de dollars pour 2012 et hausse de 5 % le dividende sur les actions ordinaires**

Calgary, Alberta – **Le 12 février 2013** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable du quatrième trimestre de 2012 s'est établi à 318 millions de dollars (0,45 \$ par action). Le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2012 s'est chiffré à 1,3 milliard de dollars (1,89 \$ par action). Le conseil d'administration de TransCanada a également déclaré un dividende trimestriel de 0,46 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2013, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,84 \$ par action ordinaire et à une hausse de 5 %. Il s'agit du treizième exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires a été majoré.

« Le portefeuille varié et de premier ordre d'infrastructures énergétiques de TransCanada a fourni un rendement relativement solide tout au long de 2012, a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Bien que la majeure partie de nos actifs aient continué de produire des résultats et des flux de trésorerie stables et prévisibles, des arrêts d'exploitation à Bruce Power et à Sundance A combinés à l'apport inférieur de certains gazoducs ont eu une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

« Nous avons réalisé des progrès considérables en 2012, dans le cadre d'un certain nombre de projets visant à améliorer le résultat et la position de la société afin d'assurer une croissance continue, a ajouté M. Girling. Nous avons entrepris la construction du projet de la côte du golfe, poursuivi les travaux à l'égard de Keystone XL, reçu des décisions favorables relativement à Sundance A et à Ravenswood et mis en service de nouveaux actifs d'une valeur de 3,4 milliards de dollars. Le redémarrage des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power, la remise en service de Sundance A à l'automne 2013 et la mise en exploitation d'autres projets gaziers et énergétiques devraient avoir une incidence positive sur le résultat et les flux de trésorerie en 2013. TransCanada se trouve ainsi en bonne position d'accroître le résultat, les flux de trésorerie et les dividendes de manière durable, au fur et à mesure de la conclusion de notre programme d'investissement en cours, du relèvement prévu des prix du gaz naturel et de l'électricité et de la réalisation des nouveaux projets de croissance composant notre vaste portefeuille. »

Au cours des trois prochains exercices, TransCanada prévoit, sous réserve de l'obtention des approbations requises, mettre la dernière main à des projets dont le stade d'achèvement est avancé et dont la valeur se chiffre à 12 milliards de dollars, notamment le projet de la côte du golfe, Keystone XL, le terminal de Keystone à Hardisty, la première phase du projet pipeline Grand Rapids, le prolongement de Tamazunchale, l'acquisition de neuf projets d'énergie solaire en Ontario et l'expansion continue du réseau de l'Alberta.

Tout au long de 2012 et au début de 2013, la société a également obtenu des engagements supplémentaires totalisant 13 milliards de dollars à l'égard de projets d'infrastructures énergétiques durables qui font l'objet de contrats et dont la mise en service est prévue en 2016 et par la suite. Il s'agit entre autres du projet Coastal GasLink et du projet de transport de gaz de Prince Rupert, visant le transport de gaz naturel jusqu'à la côte Ouest à des fins de liquéfaction et d'expédition vers des marchés de l'Asie, des projets de gazoduc de Topolobampo et de Mazatlan, au Mexique, de l'achèvement des projets pipeline Grand Rapids et Northern Courier, dans le nord-est de l'Alberta, et de la centrale Napanee, dans l'est de l'Ontario. TransCanada s'attend à ce que ces projets produisent un résultat et des flux de trésorerie prévisibles et durables.

## 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
  - Résultat comparable de 318 millions de dollars (0,45 \$ par action)
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 306 millions de dollars (0,43 \$ par action)
  - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,1 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation de 818 millions de dollars
- Résultats financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2012
  - Résultat comparable de 1,3 milliard de dollars (1,89 \$ par action)
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,3 milliard de dollars (1,84 \$ par action)
  - BAIIA comparable de 4,2 milliards de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 3,3 milliards de dollars
- Majoration du dividende trimestriel de 5 % par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2013, pour le porter à 0,46 \$ par action ordinaire
- Société choisie pour construire le gazoduc proposé de 5 milliards de dollars qui transporterait du gaz naturel jusqu'aux installations d'exportation de GNL de la région du nord-ouest du Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique; d'autres projets d'expansion du réseau de l'Alberta, d'une valeur estimative de 1 milliard de dollars à 1,5 milliard de dollars, seraient requis pour la réalisation du projet
- Société choisie pour réaliser au Mexique les projets de gazoduc de Topolobampo et de Mazatlan, d'une valeur de 1,4 milliard de dollars US
- Signature d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») en vue de l'aménagement de la centrale alimentée au gaz naturel Napanee, dans l'est de l'Ontario, au coût de 1 milliard de dollars
- Conclusion du programme de remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power et remise en exploitation commerciale des deux réacteurs respectivement le 22 octobre et le 31 octobre
- Progression des travaux de construction relatifs au projet de la côte du golfe, d'une valeur de 2,3 milliards de dollars US, qui transportera du pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique
- Approbation du tracé de rechange de Keystone XL au Nebraska par le gouverneur de l'État

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2012 s'est établi à 318 millions de dollars (0,45 \$ par action) comparativement au chiffre de 365 millions de dollars (0,52 \$ par action) inscrit pour la période correspondante de 2011. Le recul a pour principale cause la baisse du résultat des installations énergétiques de l'Ouest, de Bruce Power et de certains gazoducs, dont le réseau principal au Canada, ANR et Great Lakes.

Le résultat comparable pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a été de 1,3 milliard de dollars (1,89 \$ par action) comparativement au chiffre de 1,6 milliard de dollars (2,22 \$ par action) inscrit pour 2011. L'apport réduit des installations énergétiques de l'Ouest, de Bruce Power, des installations énergétiques aux États-Unis et de certains gazoducs, dont le réseau principal au Canada, ANR et Great Lakes, a plus que neutralisé le résultat supplémentaire provenant de Keystone et d'actifs récemment entrés en service.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 306 millions de dollars (0,43 \$ par action) pour le quatrième trimestre de 2012, comparativement à 376 millions de dollars (0,53 \$ par action) pour la période correspondante de 2011. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1,3 milliard de dollars (1,84 \$ par action) alors qu'il avait été de 1,5 milliard de dollars (2,17 \$ par action) pour l'exercice 2011.

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* - TransCanada a amorcé en août 2012 la construction du projet de la côte du golfe, d'une valeur de 2,3 milliards de dollars US. L'oléoduc de 36 pouces de diamètre, qui s'étendra de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, présentera une capacité initiale maximale de 700 000 barils par jour (« b/j ») et une capacité ultime de 830 000 b/j. Les travaux de construction sont achevés à environ 45 % et la mise en exploitation devrait avoir lieu vers la fin de 2013.
- *Keystone XL* - Le 4 janvier 2013, le département de la qualité de l'environnement du Nebraska a déposé devant le gouverneur de l'État son rapport d'évaluation final relativement au tracé de rechange proposé pour Keystone XL. Le rapport conclut que le nouveau tracé évite la région des Sandhills et que la construction et l'exploitation de l'oléoduc ne devraient avoir que des incidences environnementales minimales au Nebraska. Le 22 janvier 2013, le gouverneur du Nebraska a approuvé le nouveau tracé, qui devient ainsi visé par la demande de permis présidentiel déposée devant le Département d'État des États-Unis le 4 mai 2012.

Sous réserve de l'obtention des autorisations requises des organismes de réglementation, TransCanada s'attend à ce que la mise en service de Keystone XL ait lieu à la fin de 2014 ou au début de 2015. Le coût en capital de l'oléoduc de 36 pouces de diamètre et d'une capacité de 830 000 b/j est évalué à 5,3 milliards de dollars US. En date du 31 décembre 2012, une somme de 1,8 milliard de dollars US avait été investie dans le projet.

- *Projet pipeline Grand Rapids* - En octobre 2012, TransCanada a annoncé la signature de conventions obligatoires avec Phoenix Energy Holdings Limited (« Phoenix ») relativement à l'aménagement du projet pipeline Grand Rapids dans le nord de l'Alberta. TransCanada et Phoenix posséderont chacune 50 % du projet pipeline de 3 milliards de dollars, qui comprend un oléoduc et une canalisation de diluant s'étendant sur environ 500 kilomètres (« km ») (300 milles), entre la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray et la région d'Edmonton-Heartland. Il s'agira du premier projet pipeline à desservir la région des sables bitumineux qui est en plein essor à l'ouest de la rivière Athabasca. TransCanada sera l'exploitant du réseau à l'égard duquel Phoenix a pris un engagement à long terme visant le transport de brut et de diluant.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, le réseau Grand Rapids devrait être mis en service en plusieurs étapes, dont la première serait le transport de pétrole brut d'ici le milieu de 2015. Une fois achevé en 2017, le réseau présentera une capacité de transport maximale de 900 000 b/j de pétrole brut et de 330 000 b/j de diluant.

- *Conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada* - TransCanada a déterminé que la conversion au transport du pétrole brut d'un tronçon du réseau principal au Canada qui transporte actuellement du gaz naturel est réalisable à la fois sur les plans technique et économique. Par l'entremise d'une combinaison de gazoducs convertis et de nouvelles installations, le pipeline proposé acheminerait du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de l'Est du Canada. La société a lancé son processus d'appel de commentaires de la part des parties prenantes et des expéditeurs éventuels afin de déterminer l'acceptation du projet proposé par le marché.

## Gazoducs

- *Réseau de l'Alberta* - TransCanada a poursuivi l'expansion du réseau de l'Alberta tout au long de 2012 et a ainsi achevé et mis en service des projets pipeliniers d'un coût total approximatif de 650 millions de dollars. Au nombre de ces projets, celui de Horn River, qui consistait à prolonger le réseau de l'Alberta jusqu'à la zone schisteuse de Horn River, en Colombie-Britannique, a été achevé en mai.

L'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé en 2012 d'autres prolongements et agrandissements du réseau de l'Alberta, dont le coût total s'élève à approximativement 640 millions de dollars, notamment le projet de croisement de Leismer à Kettle River, qui consiste en une canalisation d'un diamètre de 30 pouces et d'une longueur de 77 km (46 milles). Le projet, dont le coût est évalué à 160 millions de dollars, devrait permettre d'accroître la capacité afin de répondre à la demande dans le nord-est de l'Alberta. En date du 31 décembre 2012, d'autres projets dont le coût total tourne autour de 330 millions de dollars étaient en instance d'approbation par l'ONÉ, soit le prolongement du tronçon Chinchaga, au coût de 100 millions de dollars, et le projet Komie North, qui prolongerait le réseau de l'Alberta plus avant dans la zone de Horn River, au coût de 230 millions de dollars. Le 30 janvier 2013, l'ONÉ a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le volet du projet visant le prolongement du tronçon Chinchaga et de rejeter celui visant le tronçon Komie North. Une décision a maintenant été rendue à l'égard de toutes les demandes qui étaient en instance d'approbation à la fin de l'exercice 2012.

TransCanada propose en outre de prolonger le réseau de l'Alberta jusque dans le nord-est de la Colombie-Britannique, afin de le relier au projet de transport de gaz de Prince Rupert, annoncé récemment, et à l'approvisionnement gazier supplémentaire de North Montney. La nouvelle infrastructure ferait en sorte que l'installation d'exportation de GNL de la région du nord-ouest du Pacifique soit apte à recevoir l'abondant approvisionnement gazier de North Montney ainsi que d'autres approvisionnements en gaz du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien par le truchement du vaste réseau de l'Alberta. Les estimations initiales de coûts en capital s'établissent dans la fourchette de 1 milliard de dollars à 1,5 milliard de dollars et la mise en exploitation d'une grande partie de l'infrastructure est prévue pour la fin de 2015.

- *Projet de transport de gaz de Prince Rupert* - En janvier 2013, TransCanada a été choisie par Progress Energy Canada Ltd. (« Progress ») pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet de transport de gaz de Prince Rupert, d'un coût de 5 milliards de dollars. Le gazoduc proposé assurera le transport de gaz naturel principalement depuis la zone productrice de North Montney, près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée de la région du nord-ouest du Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. Progress et TransCanada s'attendent à mettre la dernière main aux ententes définitives au début de 2013, sous réserve de l'approbation de leur conseil d'administration respectif. La mise en service du projet aurait lieu vers la fin de 2018, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et de la prise d'une décision d'investissement finale favorable par Progress.
- *Projet de gazoduc de Topolobampo* - En novembre 2012, la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») du Mexique a adjugé à TransCanada le contrat relatif au gazoduc de Topolobampo, devant relier Chihuahua à Topolobampo, au Mexique. Le projet, qui est appuyé par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE, consiste en un gazoduc de 530 km (329 milles) présentant une capacité de 670 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j »). Le coût du projet est évalué à 1 milliard de dollars US et la mise en service devrait avoir lieu vers le milieu de 2016.

- *Projet de gazoduc de Mazatlan* - En novembre 2012, la CFE a également adjugé à TransCanada le contrat relatif au gazoduc de Mazatlan, devant relier El Oro à Mazatlan, au Mexique, et se raccorder au gazoduc de Topolobampo. Le projet, qui est appuyé par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE, consiste en un gazoduc de 413 km (257 milles) présentant une capacité de 200 Mpi<sup>3</sup>/j. Le coût total du projet est évalué à 400 millions de dollars US et la mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2016.
- *Réseau principal au Canada* - L'audience de l'ONÉ visant à examiner notre demande portant sur la modification de la structure et des modalités de service du réseau principal au Canada et l'établissement des droits pour 2012 et 2013 a débuté en juin 2012 et s'est conclue en décembre 2012. L'ONÉ devrait rendre sa décision vers la fin du premier trimestre ou le début du deuxième trimestre de 2013.

En mai 2012, TransCanada a reçu l'approbation de l'ONÉ pour construire de nouvelles installations pipelinières afin d'approvisionner le sud de l'Ontario en gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus. Les activités de transport de gaz naturel d'une partie de ces nouvelles installations ont débuté le 1<sup>er</sup> novembre 2012.

## Énergie

- *Bruce Power* - Vers la fin de 2012, Bruce Power a achevé le programme pluriannuel de remise à neuf des réacteurs 1 et 2 et remis en exploitation commerciale les deux réacteurs respectivement le 22 octobre et le 31 octobre, à un niveau réduit. À la fin de novembre 2012, Bruce Power a mis le réacteur 1 hors service pour un entretien préventif d'une durée approximative d'un mois. Bruce Power s'attend à ce que la capacité disponible des réacteurs 1 et 2 s'accroisse avec le temps. Cependant, puisque les réacteurs n'ont pas fonctionné pendant une période prolongée, il est possible qu'ils affichent un taux légèrement plus élevé d'indisponibilité fortuite et une capacité disponible réduite en 2013.

Bruce Power poursuit par ailleurs l'exécution de sa stratégie visant à maximiser la durée utile de ses réacteurs. Le réacteur 3 a été remis en service en juin 2012, après avoir été soumis au programme de prolongement de la durée d'exploitation West Shift Plus pendant sept mois. Le réacteur 4 devrait reprendre du service à la fin du premier trimestre de 2013, après l'exécution d'un programme élargi d'arrêt d'exploitation débuté en août 2012. Ces arrêts d'exploitation devraient permettre aux réacteurs 3 et 4 de produire de l'électricité à faible coût jusqu'en 2021 tout au moins.

En 2013, la capacité globale disponible de Bruce A devrait se situer à environ 90 % et celle de Bruce B, à un peu plus de 85 %. Une fois les réacteurs 1 et 2 entièrement remis en service, Bruce Power sera en mesure de produire 6 200 mégawatts (« MW ») d'électricité sans émission pour la province de l'Ontario.

- *Centrale Napanee* - Le 17 décembre 2012, TransCanada a signé un contrat de 20 ans avec l'OEO en vue de l'aménagement, de la possession et de l'exploitation d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW. La centrale sera située sur le site de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans la localité de Greater Napanee, dans l'est de l'Ontario. Elle remplacera la centrale dont la construction planifiée a par la suite été annulée dans la collectivité d'Oakville. La société a reçu un remboursement de 250 millions de dollars, principalement à l'égard des turbines au gaz naturel qui avaient été achetées pour le projet d'Oakville et qui seront maintenant déployées à Napanee. La société prévoit investir environ 1 milliard de dollars dans la centrale Napanee.

- *Acquisition de CrossAlta* - En décembre 2012, la société a acheté de BP la participation restante de 40 % dans les installations de stockage de gaz naturel de Crossfield et la société de marketing CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. au coût approximatif de 214 millions de dollars, déduction faite de la trésorerie acquise. Les installations appartiennent maintenant à 100 % à TransCanada. L'acquisition a permis d'ajouter une capacité de stockage aménagée de 27 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup> ») à la capacité existante de la société en Alberta.
- *Cartier énergie éolienne* - La deuxième phase du parc éolien de Gros-Morne, de 111 MW, a été mise en service le 6 novembre 2012, ce qui a marqué l'achèvement du projet de 590 MW de Cartier énergie éolienne au Québec, le plus important projet éolien au Canada. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec au titre de CAE de 20 ans.
- *Ravenswood* - En 2011, TC Ravenswood, LLC et d'autres parties ont déposé conjointement deux plaintes officielles auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») au sujet de l'application par l'Independent System Operator (« ISO ») de New York des règles d'exemption du côté achat qui ont une incidence sur les critères liés aux soumissions relativement à deux nouvelles centrales entrées en exploitation à l'été 2011 dans la zone de marché J de New York.

En juin 2012, la FERC a répondu à la première des deux plaintes et a fait savoir qu'elle prendrait des mesures pour accroître la transparence et la responsabilité en ce qui concerne les futures décisions relatives au test d'exemption des mesures d'atténuation. Dans une ordonnance rendue en septembre 2012 relativement à la deuxième plainte, la FERC a ordonné à l'ISO de New York de soumettre à un autre test d'exemption les deux nouvelles centrales ainsi qu'un projet de transport d'électricité en cours de construction, au moyen d'une série de paramètres modifiés afin d'obtenir des résultats plus exacts et qui sont en conformité avec les règles et dispositions tarifaires existantes. À l'issue du nouveau test réalisé en novembre 2012, il a été déterminé que l'une des deux centrales s'était vue accorder une exemption par erreur. L'exemption a été révoquée et la centrale est tenue d'offrir sa capacité à un prix plancher, ce qui exerce une pression à la hausse sur les prix aux ventes aux enchères de capacité depuis le mois de décembre. Comme il s'agit d'une ordonnance à caractère prospectif, elle n'aura pas d'incidence sur les prix de la capacité des périodes antérieures.

## **Siège social**

- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2013, un dividende trimestriel de 0,46 \$ par action ordinaire en circulation. Le montant trimestriel équivaut à 1,84 \$ par action ordinaire sur une base annualisée, ce qui constitue une augmentation de 5 % par rapport au montant précédent.
- En janvier 2013, TransCanada a émis pour une valeur de 750 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt au taux annuel de 0,75 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement d'emprunts à court terme et à des fins générales de la société.
- Tel qu'il a été annoncé précédemment, TransCanada a adopté les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis en date du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Par conséquent, les renseignements financiers de 2012, ainsi que l'information financière comparative de 2011, sont présentés conformément aux PCGR des États-Unis.

## **Téléconférence – présentation audio et diaporama**

TransCanada tiendra une téléconférence et une webémission le mardi 12 février 2013 pour discuter de ses résultats financiers du quatrième trimestre de 2012. 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 13 h (HNR) / 15 h (HNE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.226.1793 ou le 416.340.2218 (région de Toronto) (en anglais seulement) 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](http://www.transcanada.com).

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à 23 h 59 (HNE), le 19 février 2013; il suffira de composer le 905.694.9451 ou le 800.408.3053 (en Amérique du Nord seulement), ainsi que le code d'accès 6260206.

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 qu'elle exploite s'étend sur plus de 68 500 kilomètres (42 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement gazier en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage de plus de 400 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 11 800 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage l'un des plus importants réseaux de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour un complément d'information, prière de consulter [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com) et de nous suivre sur Twitter [@TransCanada](#).

### **Renseignements aux médias**

Shawn Howard ou Grady Semmens  
403.920.7859 ou 800.608.7859

### **Renseignements aux investisseurs et analystes**

David Moneta ou Lee Evans  
403.920.7911 ou 800.361.6522

## Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2012

### Résultats d'exploitation

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Produits</b>	<b>2 089</b>	2 015	<b>8 007</b>	7 839
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>1 052</b>	1 120	<b>4 245</b>	4 544
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>306</b>	376	<b>1 299</b>	1 526
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>318</b>	365	<b>1 330</b>	1 559
<b>Flux de trésorerie</b>				
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	818	837	3 284	3 451
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	207	90	287	235
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<u>1 025</u>	<u>927</u>	<u>3 571</u>	<u>3 686</u>
<b>Dépenses en immobilisations</b>	<b>1 040</b>	920	<b>2 595</b>	2 513

### Données sur les actions ordinaires

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Bénéfice net par action - de base</b>	<b>0,43 \$</b>	0,53 \$	<b>1,84 \$</b>	2,17 \$
<b>Résultat comparable par action<sup>(1)</sup></b>	<b>0,45 \$</b>	0,52 \$	<b>1,89 \$</b>	2,22 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	<b>0,44 \$</b>	0,42 \$	<b>1,76 \$</b>	1,68 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base</b> (en millions)				
Moyenne pour la période	705	703	705	702
À la fin de la période	<u>705</u>	<u>703</u>	<u>705</u>	<u>703</u>

<sup>(1)</sup> 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**

TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») communique 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 la société sait et ce à quoi elle s'attend présentement. Ils comprennent généralement les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes du genre.

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

- les perspectives commerciales,
- la performance de TransCanada sur le plan des finances et de l'exploitation, dont la performance de ses filiales,
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion,
- les flux de trésorerie attendus,
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en cours d'élaboration,
- les calendriers 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'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 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 divers auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent communiqué.

TransCanada a notamment fondé ses énoncés prospectifs sur les hypothèses, risques et incertitudes clés suivants :

### **Hypothèses**

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et le prix de la capacité,
- le moment choisi pour les émissions de titres d'emprunt et les opérations de couverture,
- les décisions de réglementation et leur dénouement,
- les taux de change,
- les taux d'intérêt,
- les taux d'imposition,
- les arrêts pour entretien préventif et correctif et le taux d'utilisation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société,
- la fiabilité et l'intégrité des 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**

- la capacité de TransCanada de mettre en œuvre les initiatives stratégiques,
- 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 capacité vendue et les tarifs obtenus par l'entreprise de pipelines aux États-Unis,
- 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 dénouement,
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage,
- le rendement des 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,
- la cybersécurité,
- les taux d'intérêt et de change,
- les conditions météorologiques,
- les avancées technologiques,
- la conjoncture en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, 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 des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux informations prospectives. TransCanada ne met pas à jour publiquement ses énoncés prospectifs pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, 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 » (le « BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (le « BAII »), « BAII 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 (« PCGR ») des États-Unis. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas 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, qui sert généralement à évaluer de manière plus précise le rendement des actifs particuliers ainsi que les tendances qui y sont liées. 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. Il comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAII est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société, qui sert généralement à évaluer de manière plus précise le rendement d'un secteur particulier ainsi que les tendances au sein de chacun. 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. Il comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable, le BAII comparable, les intérêts débiteurs comparables, les intérêts créditeurs et autres comparables et les impôts sur le bénéfice comparables 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 et 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 à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites et des réductions de valeur d'actifs et d'investissements. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre. Les postes particuliers pour lesquels de telles mesures sont ajustées pour chaque période visée pourraient n'être pertinents que pour certaines périodes et ils sont présentés dans le tableau sur le rapprochement des mesures non conformes aux PCGR qui figure dans le présent communiqué.

Dans le cadre de ses activités de gestion des risques, la société a recours à des instruments dérivés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels elle est exposée. 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 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 la période visée.

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.

**Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR**

Trimestres clos les 31 décembre (non audité)(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2012	2011
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 052</b>	<b>1 120</b>
Amortissement	(343)	(341)
<b>BAII comparable</b>	<b>709</b>	<b>779</b>
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>		
Intérêts débiteurs comparables	(246)	(251)
Intérêts créditeurs et autres comparables	20	8
Impôts sur le bénéfice comparables	(123)	(124)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(28)	(33)
Dividendes sur les actions privilégiées	(14)	(14)
<b>Résultat comparable</b>	<b>318</b>	<b>365</b>
Poste particulier (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	(12)	11
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>306</b>	<b>376</b>
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>(246)</b>	<b>(251)</b>
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques	-	-
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(246)</b>	<b>(251)</b>
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>	<b>20</b>	<b>8</b>
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	(5)	35
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>15</b>	<b>43</b>
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>	<b>(123)</b>	<b>(124)</b>
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	5	(2)
<b>Charge d'impôts</b>	<b>(118)</b>	<b>(126)</b>
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,45 \$</b>	<b>0,52 \$</b>
Poste particulier (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	(0,02)	0,01
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>0,43 \$</b>	<b>0,53 \$</b>
Trimestres clos les 31 décembre (non audité)(en millions de dollars)	2012	2011
<b>Fonds provenant de l'exploitation</b>	<b>818</b>	<b>837</b>
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	207	90
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>1 025</b>	<b>927</b>

**BAlIA et BAlI selon le secteur d'exploitation**

Trimestre clos le 31 décembre 2012

*(non audité)**(en millions de dollars)*

	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAlIA comparable</b>	<b>690</b>	<b>172</b>	<b>222</b>	<b>(32)</b>	<b>1 052</b>
Amortissement	(236)	(36)	(68)	(3)	(343)
<b>BAlI comparable</b>	<b>454</b>	<b>136</b>	<b>154</b>	<b>(35)</b>	<b>709</b>

Trimestre clos le 31 décembre 2011

*(non audité)**(en millions de dollars)*

	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAlIA comparable</b>	<b>716</b>	<b>179</b>	<b>254</b>	<b>(29)</b>	<b>1 120</b>
Amortissement	(235)	(35)	(67)	(4)	(341)
<b>BAlI comparable</b>	<b>481</b>	<b>144</b>	<b>187</b>	<b>(33)</b>	<b>779</b>

(1) Trimestres clos les 31 décembre  
*(non audité)(en millions de dollars)*

	2012	2011
<b>Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :</b>		
Installations énergétiques au Canada	(6)	-
Installations énergétiques aux États-Unis	(5)	(33)
Stockage de gaz naturel	(1)	11
Taux d'intérêt	-	-
Change	(5)	35
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	5	(2)
<b>Activités de gestion des risques</b>	<b>(12)</b>	<b>11</b>

## Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Exercices clos les 31 décembre

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

	2012	2011
<b>BAIIA comparable</b>	<b>4 245</b>	<b>4 544</b>
Amortissement	(1 375)	(1 328)
<b>BAIL comparable</b>	<b>2 870</b>	<b>3 216</b>
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>		
Intérêts débiteurs comparables	(976)	(939)
Intérêts créditeurs et autres comparables	86	60
Impôts sur le bénéfice comparables	(477)	(594)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(118)	(129)
Dividendes sur les actions privilégiées	(55)	(55)
<b>Résultat comparable</b>	<b>1 330</b>	<b>1 559</b>
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	(15)	-
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	(16)	(33)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 299</b>	<b>1 526</b>
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>(976)</b>	<b>(939)</b>
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	-	2
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(976)</b>	<b>(937)</b>
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>	<b>86</b>	<b>60</b>
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	(1)	(5)
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>85</b>	<b>55</b>
<b>Impôts sur le bénéfice comparable</b>	<b>(477)</b>	<b>(594)</b>
Postes particuliers :		
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	5	-
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	6	19
<b>Charge d'impôts</b>	<b>(466)</b>	<b>(575)</b>
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>1,89 \$</b>	<b>2,22 \$</b>
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	(0,02)	-
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	(0,03)	(0,05)
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>1,84 \$</b>	<b>2,17 \$</b>

Exercices clos les 31 décembre

*(non audité)(en millions de dollars)*

	2012	2011
<b>Fonds provenant de l'exploitation</b>	<b>3 284</b>	<b>3 451</b>
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	287	235
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>3 571</b>	<b>3 686</b>

## BAIIA et BAIL selon le secteur d'exploitation

Exercice clos le 31 décembre 2012

*(non audité)**(en millions de dollars)*

	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 741</b>	<b>698</b>	<b>903</b>	<b>(97)</b>	<b>4 245</b>
Amortissement	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
<b>BAIL comparable</b>	<b>1 808</b>	<b>553</b>	<b>620</b>	<b>(111)</b>	<b>2 870</b>

Exercice clos le 31 décembre 2011

*(non audité)**(en millions de dollars)*

	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAlIA comparable</b>	2 875	587	1 168	(86)	4 544
Amortissement	(923)	(130)	(261)	(14)	(1 328)
<b>BAll comparable</b>	<b>1 952</b>	<b>457</b>	<b>907</b>	<b>(100)</b>	<b>3 216</b>

(1) Exercices clos les 31 décembre  
*(non audité)(en millions de dollars)*

	2012	2011
<b>Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :</b>		
Installations énergétiques au Canada	4	1
Installations énergétiques aux États-Unis	(1)	(48)
Stockage de gaz naturel	(24)	(2)
Taux d'intérêt	-	2
Change	(1)	(5)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	6	19
<b>Activités de gestion des risques</b>	<b>(16)</b>	<b>(33)</b>

## Résultats d'exploitation consolidés

### Résultats du quatrième trimestre

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2012 s'est établi à 318 millions de dollars (0,45 \$ par action) comparativement au chiffre de 365 millions de dollars (0,52 \$ par action) inscrit pour la période correspondante de 2011. En sont exclues des pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) (gains de 11 millions de dollars après les impôts (13 millions de dollars avant les impôts) en 2011) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable s'est replié de 47 millions de dollars (0,07 \$ par action) au quatrième trimestre de 2012, comparativement à la période correspondante de 2011, compte tenu de ce qui suit :

- la diminution du bénéfice net des gazoducs au Canada principalement en raison du résultat inférieur du réseau principal au Canada qui exclut les revenus incitatifs, mais tient compte de la base tarifaire réduite;
- la baisse du BAll comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale, qui reflète principalement le recul des produits générés par Great Lakes, attribuable à la capacité non visée par des contrats et aux tarifs réduits, ainsi que la diminution des produits et la hausse des coûts d'ANR;
- le repli du BAll comparable du secteur des oléoducs en raison de l'intensification des activités d'expansion des affaires et des coûts connexes;
- la diminution du BAll comparable du secteur de l'énergie, qui découle de la situation de force majeure frappant la convention d'achat d'électricité (« CAE ») de Sundance A et du recul de notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership en raison de l'incidence défavorable de la décision d'arbitrage visant la CAE de Sundance B. Les reculs sont en partie contrés par l'apport supérieur des installations énergétiques de l'Est, attribuable au résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne, et des installations énergétiques aux États-Unis, compte tenu de l'accroissement des volumes produits et des prix réalisés pour l'électricité et la capacité à New York;
- la baisse des intérêts débiteurs comparables, découlant des intérêts capitalisés relativement au projet de la côte du golfe, en partie neutralisée par la diminution des intérêts capitalisés à l'égard de notre investissement dans Bruce Power à la suite de la remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A;

- la hausse des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des gains réalisés supérieurs en 2012, comparativement aux pertes subies en 2011, 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.

### Résultats de l'exercice

En 2012, le résultat comparable s'est chiffré à 1 330 millions de dollars (1,89 \$ par action) comparativement au chiffre de 1 559 millions de dollars (2,22 \$ par action) inscrit en 2011. En sont exclues des pertes nettes non réalisées de 16 millions de dollars après les impôts (22 millions de dollars avant les impôts) (pertes de 33 millions de dollars après les impôts (52 millions de dollars avant les impôts) en 2011) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques. Le résultat comparable de 2012 exclut également une charge négative de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) résultant de la décision d'arbitrage rendue en juillet 2012 au sujet de la CAE de Sundance A et qui a été constatée au deuxième trimestre de 2012, mais relativement à des montants inscrits à l'origine au quatrième trimestre de 2011.

Le résultat comparable s'est replié de 229 millions de dollars (0,33 \$ par action) en 2012, comparativement à 2011, compte tenu de ce qui suit :

- la diminution du bénéfice net des gazoducs au Canada principalement en raison du résultat inférieur du réseau principal au Canada qui exclut les revenus incitatifs, mais tient compte de la base tarifaire réduite;
- la diminution du BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale qui tient compte principalement du recul des produits découlant de la baisse des droits et de la capacité non visée par des contrats à Great Lakes, ainsi que d'une baisse des produits tirés du transport et du stockage, de la diminution des ventes de produits de base connexes et de la hausse des coûts d'ANR, annulée en partie par le résultat supplémentaire dégagé par le pipeline de Guadalajara, qui est entré en service en juin 2011;
- l'accroissement du BAII comparable du secteur des oléoducs, qui tient compte de l'augmentation des produits du réseau d'oléoducs Keystone, laquelle a pour principales causes la hausse des volumes sous contrat et la constatation du résultat sur 12 mois en 2012 plutôt que sur 11 mois, comme cela avait été le cas en 2011, en partie contrebalancé par l'intensification des activités d'expansion des affaires et la hausse des coûts connexes;
- la diminution du BAII comparable du secteur de l'énergie, principalement en raison de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A, de la baisse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power du fait de la hausse du nombre de jours d'arrêt d'exploitation et de la baisse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis découlant de l'abaissement des prix réalisés, de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge et de l'affaiblissement des débits d'eau dans les installations hydroélectriques du pays. Les reculs ont été en partie neutralisés par le résultat supplémentaire dégagé de Cartier énergie éolienne et de Coolidge;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables, attribuable aux intérêts débiteurs supplémentaires provenant des émissions de nouveaux titres d'emprunt, nettes de celles qui sont échues, en 2012 et en 2011 et l'incidence négative du raffermissement du dollar US sur les intérêts libellés dans cette devise;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres comparables, en raison des gains réalisés supérieurs en 2012, comparativement à 2011, 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, de même que des gains réalisés en 2012 alors que des pertes avaient été essuyées en 2011 au titre de la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en monnaie étrangère;
- la diminution des impôts sur le bénéfice comparables principalement en raison de la baisse du résultat avant les impôts en 2012 comparativement à 2011.

*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 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 trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2012, le taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA s'est chiffré à respectivement 0,99 et 1,00 (1,02 et 0,99 pour les périodes respectives de 2011).

**Sommaire des principaux montants libellés en dollars US**

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars US, avant les impôts)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale <sup>(1)</sup>	159	183	660	761
BAIL comparable des oléoducs aux États-Unis <sup>(1)</sup>	94	91	363	301
BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis <sup>(1)</sup>	17	4	88	164
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(186)	(185)	(740)	(734)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	43	23	124	116
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(52)	(49)	(192)	(192)
	<u>75</u>	<u>67</u>	<u>303</u>	<u>416</u>

<sup>(1)</sup> 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 BAIL comparable.

**Gazoducs**

Le BAIL comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 454 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, alors qu'il avait été de 481 millions de dollars pour la période correspondante de 2011.

## Résultats du secteur des gazoducs

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Gazoducs au Canada</b>				
Réseau principal au Canada	250	262	994	1 058
Réseau de l'Alberta	195	185	749	742
Foothills	30	31	120	127
Autres (TQM <sup>(1)</sup> , Ventures LP)	7	8	29	34
<b>BAIIA comparable des gazoducs au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>482</b>	<b>486</b>	<b>1 892</b>	<b>1 961</b>
Amortissement <sup>(3)</sup>	(182)	(178)	(715)	(711)
<b>BAII comparable des gazoducs au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>300</b>	<b>308</b>	<b>1 177</b>	<b>1 250</b>
<b>Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b> (en dollars US)				
ANR	63	73	254	306
GTN <sup>(4)</sup>	28	26	112	131
Great Lakes <sup>(5)</sup>	11	20	62	101
TC PipeLines, LP <sup>(1)(6)(7)</sup>	17	21	74	85
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois <sup>(1)</sup> , Bison <sup>(4)</sup> , Portland <sup>(7)(8)</sup> )	32	31	111	111
À l'échelle internationale (Tamazunchale, Guadalajara <sup>(9)</sup> , TransGas <sup>(1)</sup> , Gas Pacífico/INNERGY <sup>(1)</sup> )	27	25	112	77
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(4)	(3)	(8)	(9)
Participations sans contrôle <sup>(7)</sup>	39	46	161	173
<b>BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale<sup>(2)</sup></b>	<b>213</b>	<b>239</b>	<b>878</b>	<b>975</b>
Amortissement <sup>(3)</sup>	(54)	(56)	(218)	(214)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale<sup>(2)</sup></b>	<b>159</b>	<b>183</b>	<b>660</b>	<b>761</b>
Change	(1)	5	-	(7)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale<sup>(2)</sup> (en dollars CA)</b>	<b>158</b>	<b>188</b>	<b>660</b>	<b>754</b>
<b>BAIIA et BAII comparables liés aux activités d'expansion des affaires du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>(4)</b>	<b>(15)</b>	<b>(29)</b>	<b>(52)</b>
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>454</b>	<b>481</b>	<b>1 808</b>	<b>1 952</b>
<b>Sommaire :</b>				
<b>BAIIA comparable du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>690</b>	<b>716</b>	<b>2 741</b>	<b>2 875</b>
Amortissement	(236)	(235)	(933)	(923)
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>454</b>	<b>481</b>	<b>1 808</b>	<b>1 952</b>

(1) Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacífico/INNERGY tiennent compte de la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice tiré de ces actifs.

(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) Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

(4) Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TransCanada depuis mai 2011 et de 100 % avant cette date.

(5) Ces données représentent la participation directe de 53,6 % de TransCanada.

(6) 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 effective de TransCanada par le truchement de la participation de 8,3 % de TC PipeLines, LP dans GTN et dans Bison depuis mai 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 n'appartenant pas à TransCanada.

(8) Ces données tiennent compte de la participation de 61,7 % de TransCanada.

(9) Ces données comprennent l'exploitation de Guadalajara depuis sa mise en service en juin 2011.

**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	
	2012	2011	2012	2011
Réseau principal au Canada	47	60	187	246
Réseau de l'Alberta	55	51	208	200
Foothills	4	4	19	22

*Gazoducs au Canada*

À 47 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de 13 millions de dollars comparativement au montant inscrit pour la période correspondante de 2011, qui tenait compte de revenus incitatifs touchés au quatrième trimestre de 2011 aux termes d'accords prévus au règlement tarifaire quinquennal échu le 31 décembre 2011. En l'absence d'une décision de l'ONÉ relativement aux droits exigibles pour 2012 et 2013, les résultats du réseau principal au Canada sont comptabilisés depuis le début de l'exercice 2012 en fonction du dernier taux de rendement du capital-actions ordinaire approuvé, soit 8,08 %, sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et ils excluent les revenus incitatifs. La régression du bénéfice net du réseau principal au Canada au quatrième trimestre de 2012 reflète en outre le recul de la base tarifaire moyenne par rapport à l'exercice précédent.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 55 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, une appréciation de 4 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011. Cette appréciation résulte de l'accroissement de la base tarifaire moyenne et est partiellement annulée par la baisse des revenus incitatifs.

Le BAIIA comparable du réseau principal au Canada est passé de 262 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2011 à 250 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 : un repli de 12 millions de dollars. Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 195 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, alors qu'il avait été de 185 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. Le BAIIA du réseau principal au Canada et le BAIIA du réseau de l'Alberta tiennent compte des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice qui sont recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés et qui, par conséquent, n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net.

*Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale*

Pour le quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable d'ANR s'est replié de 10 millions de dollars US pour s'établir à 63 millions de dollars US. Le repli comparativement à la période correspondante de 2011 s'explique essentiellement par la baisse des produits tirés du transport et la hausse des coûts.

À 11 millions de dollars US pour le quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable de Great Lakes accuse un recul de 9 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2011. Le repli est principalement attribuable à la baisse des produits tirés du transport en raison de la capacité non visée par des contrats et à la diminution des droits comparativement à la période correspondante de 2011.

**Expansion des affaires**

Pour ce qui est des activités d'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, la perte au titre du BAIIA comparable a diminué de 11 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011. La diminution tient surtout à la réduction des activités liées au projet de gazoduc de l'Alaska en 2012.

**Données sur l'exploitation**

Exercices clos les 31 décembre (non audité)	Réseau principal au Canada <sup>(1)</sup>		Réseau de l'Alberta <sup>(2)</sup>		ANR <sup>(3)</sup>	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 737	6 179	5 501	5 074	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi <sup>3</sup> )						
Total	1 551	1 887	3 645	3 517	1 620	1 706
Moyenne quotidienne	4,2	5,2	10,0	9,6	4,4	4,7

- <sup>(1)</sup> Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et en Saskatchewan ont totalisé 859 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup> ») (1 160 Gpi<sup>3</sup> en 2011), pour une moyenne quotidienne de 2,4 Gpi<sup>3</sup> (3,2 Gpi<sup>3</sup> en 2011).
- <sup>(2)</sup> Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 3 660 Gpi<sup>3</sup> (3 622 Gpi<sup>3</sup> en 2011) pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, pour une moyenne quotidienne de 10,0 Gpi<sup>3</sup> (9,9 Gpi<sup>3</sup> en 2011).
- <sup>(3)</sup> Selon ses tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les résultats d'ANR ne subissent pas les répercussions des fluctuations de la base tarifaire moyenne.

## Oléoducs

Pour le quatrième trimestre de 2012, la société a constaté un BAII comparable de 136 millions de dollars relativement au secteur des oléoducs, comparativement à 144 millions de dollars pour la période correspondante de 2011.

### Résultats du secteur des oléoducs

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercice clos le 31 décembre	Période de 11 mois close le 31 décembre
	2012	2011	2012	2011
Réseau d'oléoducs Keystone	180	179	712	589
Expansion des affaires dans le secteur des oléoducs	(8)	-	(14)	(2)
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>172</b>	179	<b>698</b>	587
Amortissement	(36)	(35)	(145)	(130)
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>136</b>	144	<b>553</b>	457
<b>BAII comparable libellé comme suit :</b>				
Dollars CA	44	51	191	159
Dollars US	94	91	363	301
Change	(2)	2	(1)	(3)
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>136</b>	144	<b>553</b>	457

<sup>(1)</sup> 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.

À 180 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone est comparable au montant inscrit pour la période correspondante de 2011.

Le BAIIA du réseau d'oléoducs Keystone provient principalement des paiements reçus en vertu de conventions commerciales à long terme visant la capacité faisant l'objet de contrats, qui ne dépendent pas des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché et, lorsqu'une certaine capacité est disponible, elle permet de saisir des occasions de dégager un BAIIA supplémentaire.

Les frais d'expansion des affaires ont augmenté de 8 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 comparativement au montant inscrit pour la période correspondante de 2011, ce qui reflète l'intensification des activités d'expansion des affaires et la hausse des coûts connexes.

## Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 154 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, alors qu'il avait été de 187 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2011.

## Résultats du secteur de l'énergie

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Installations énergétiques au Canada</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(1)(2)</sup>	84	142	335	483
Installations énergétiques de l'Est <sup>(1)(3)</sup>	94	82	345	297
Bruce Power <sup>(1)</sup>	(8)	(1)	14	110
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(14)	(15)	(48)	(43)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(4)</sup></b>	<b>156</b>	<b>208</b>	<b>646</b>	<b>847</b>
Amortissement <sup>(5)</sup>	(35)	(35)	(152)	(141)
<b>BAII comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(4)</sup></b>	<b>121</b>	<b>173</b>	<b>494</b>	<b>706</b>
<b>Installations énergétiques aux États-Unis</b> (en dollars US)				
Installations énergétiques du nord-est	62	44	257	314
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(14)	(12)	(48)	(41)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(4)</sup></b>	<b>48</b>	<b>32</b>	<b>209</b>	<b>273</b>
Amortissement	(31)	(28)	(121)	(109)
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(4)</sup></b>	<b>17</b>	<b>4</b>	<b>88</b>	<b>164</b>
Change	-	(1)	-	(4)
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(4)</sup> (en dollars CA)</b>	<b>17</b>	<b>3</b>	<b>88</b>	<b>160</b>
<b>Stockage de gaz naturel</b>				
Installations de stockage en Alberta <sup>(1)</sup>	23	24	77	84
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(2)	(10)	(6)
<b>BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(4)</sup></b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>67</b>	<b>78</b>
Amortissement <sup>(5)</sup>	(2)	(3)	(10)	(12)
<b>BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(4)</sup></b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>57</b>	<b>66</b>
<b>BAIIA et BAII comparables liés à l'expansion des affaires dans le secteur de l'énergie<sup>(4)</sup></b>	<b>(2)</b>	<b>(8)</b>	<b>(19)</b>	<b>(25)</b>
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>(1)(4)</sup></b>	<b>154</b>	<b>187</b>	<b>620</b>	<b>907</b>
<b>Sommaire :</b>				
<b>BAIIA comparable du secteur de l'énergie<sup>(1)(4)</sup></b>	<b>222</b>	<b>254</b>	<b>903</b>	<b>1 168</b>
Amortissement <sup>(5)</sup>	(68)	(67)	(283)	(261)
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>(1)(4)</sup></b>	<b>154</b>	<b>187</b>	<b>620</b>	<b>907</b>

(1) Les résultats d'ASTC Power Partnership, de Portlands Energy, de Bruce Power et de CrossAlta (jusqu'au 18 décembre 2012) tiennent compte de la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice tiré de ces actifs. Le 18 décembre 2012, la société a acquis la participation restante de 40 % dans CrossAlta et a ainsi porté sa participation totale à 100 %.

(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(3) Ces données comprennent Cartier énergie éolienne, plus particulièrement la deuxième phase de Gros-Morne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011.

(4) 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.

(5) Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

*Installations énergétiques au Canada***BAIL comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada**<sup>(1)(2)(3)</sup>

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	158	219	640	822
Installations énergétiques de l'Est	106	105	415	391
Autres <sup>(4)</sup>	25	15	91	69
	<b>289</b>	<b>339</b>	<b>1 146</b>	<b>1 282</b>
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(5)</sup>	23	32	68	117
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(74)	(89)	(281)	(368)
Autres <sup>(6)</sup>	(2)	4	(5)	(9)
	<b>(76)</b>	<b>(85)</b>	<b>(286)</b>	<b>(377)</b>
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(58)	(62)	(218)	(242)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	-	-	(30)	-
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(14)	(15)	(48)	(43)
<b>BAILA comparable</b> <sup>(1)</sup>	<b>164</b>	<b>209</b>	<b>632</b>	<b>737</b>
Amortissement <sup>(7)</sup>	(35)	(35)	(152)	(141)
<b>BAIL comparable</b> <sup>(1)</sup>	<b>129</b>	<b>174</b>	<b>480</b>	<b>596</b>

(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 BAILA comparable et le BAIL comparable.

(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(3) Ces données comprennent Cartier énergie éolienne, plus particulièrement la deuxième phase de Gros-Morne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011.

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

(5) Les résultats tiennent compte de la quote-part du bénéfice revenant à TransCanada découlant de sa participation de 50 % respectivement dans ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et dans Portlands Energy.

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

(7) Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

**Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada<sup>(1)</sup>**

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)</sup>	714	669	2 691	2 606
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)</sup>	908	852	4 384	3 714
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness <sup>(4)</sup>	2 017	1 875	6 906	7 909
Autres achats	-	45	46	248
	<b>3 639</b>	<b>3 441</b>	<b>14 027</b>	<b>14 477</b>
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)</sup>	2 192	2 125	8 240	8 381
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)</sup>	908	852	4 384	3 714
Électricité vendue comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	539	464	1 403	2 382
	<b>3 639</b>	<b>3 441</b>	<b>14 027</b>	<b>14 477</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(5)</sup></b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)(6)</sup>	97 %	97 %	96 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)(7)</sup>	93 %	88 %	90 %	93 %

(1) Ces données comprennent la quote-part revenant à TransCanada des volumes attribuables aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(3) Ces données comprennent Cartier énergie éolienne, soit les première et deuxième phases de Gros-Morne depuis respectivement novembre 2011 et novembre 2012, et Montagne-Sèche, depuis novembre 2011, ainsi que les volumes attribuables à la participation de 50 % de TransCanada dans Portlands Energy.

(4) Ces données tiennent compte de la participation de 50 % de TransCanada dans ASTC Power Partnership, qui détient des droits sur la totalité des volumes de Sundance B. Aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2012 et en 2011.

(5) 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.

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

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

Pour le quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 84 millions de dollars, soit à 58 millions de dollars de moins que pour la période correspondante de 2011. Le recul provient avant tout de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A et de la baisse de notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership en raison de l'incidence défavorable de la décision d'arbitrage visant la CAE de Sundance B.

Tout au long de 2011 et du premier trimestre de 2012, les produits et les coûts liés à la CAE de Sundance A ont été constatés en présumant que les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 étaient des interruptions de l'approvisionnement aux termes de la CAE. En conséquence de la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A rendue en juillet 2012, qui confirme la situation de force majeure à la centrale, aucuns produits ou coûts ne seront comptabilisés à l'égard de la CAE jusqu'à ce que les groupes électrogènes 1 et 2 soient remis en service. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2011, le BAIIA comparable comprenait des produits à recevoir de 57 millions de dollars de la CAE de Sundance A.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont reculé de 61 millions de dollars pour s'établir à 158 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011. Le repli s'explique surtout par la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A.

À 74 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont reculé de 15 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2011, en grande partie du fait de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A. Le recul est partiellement annulé par l'accroissement des volumes achetés découlant de la baisse du nombre de jours d'arrêt d'exploitation.

Pour le quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a progressé de 12 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2011 pour s'établir à 94 millions de dollars. La progression provient surtout du résultat supplémentaire dégagé de Cartier énergie éolienne, soit par les première et deuxième phases de Gros-Morne, dont la mise en service a eu lieu respectivement en novembre 2011 et novembre 2012, et par le parc de Montagne-Sèche, mis en service en novembre 2011, mais elle est atténuée en partie par la baisse des produits contractuels de Bécancour.

En baisse de 9 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2011, le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation s'est chiffré à 23 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, baisse qui s'explique essentiellement par la décision d'arbitrage visant la CAE de Sundance B. Au deuxième trimestre de 2010, l'exploitation du groupe électrogène 3 de Sundance B a été arrêtée à des fins d'entretien correctif en raison de la défaillance mécanique de certaines composantes du générateur. L'exploitant de la centrale, TransAlta, a par la suite invoqué une situation de force majeure. Le titulaire de la CAE de Sundance B, ASTC Power Partnership a contesté l'allégation aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévu dans la CAE, parce qu'il ne croit pas que le cas de force majeure invoqué réponde à la définition d'un tel cas. TransCanada a par conséquent inscrit un résultat découlant de sa participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal. Dans sa décision rendue en novembre 2012, le groupe d'arbitrage a accordé une exonération partielle à TransAlta pour cas de force majeure. TransCanada a ainsi réduit de 11 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 le résultat découlant de sa participation dans ASTC Power Partnership, de manière à refléter le montant qui ne pourra être récupéré en raison de la décision.

Environ 80 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au quatrième trimestre de 2012, comparativement à 82 % au quatrième trimestre de 2011. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant de l'Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, en date du 31 décembre 2012, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 6 700 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour 2013 et 4 300 GWh d'électricité pour 2014.

La totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été aux termes de contrats et devrait continuer de l'être à l'avenir.

**Résultats de Bruce Power**

(Quote-part de TransCanada) (non audité) (en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(1)</sup>				
Bruce A	(54)	(15)	(149)	33
Bruce B	46	14	163	77
	(8)	(1)	14	110
Comprend ce qui suit :				
Produits	228	181	763	817
Charges d'exploitation	(165)	(148)	(567)	(565)
Amortissement et autres	(71)	(34)	(182)	(142)
	(8)	(1)	14	110
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales <sup>(2)</sup>				
Bruce A <sup>(3)</sup>	52 %	68 %	54 %	90 %
Bruce B	100 %	89 %	95 %	88 %
Capacité cumulée de Bruce Power	79 %	82 %	81 %	89 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	123	55	336	60
Bruce B	-	43	46	135
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	11	3	18	16
Bruce B	-	-	25	24
Volumes des ventes (en GWh) <sup>(1)</sup>				
Bruce A <sup>(3)</sup>	1 609	1 050	4 194	5 475
Bruce B	2 278	1 956	8 475	7 859
	3 887	3 006	12 669	13 334
Prix de vente réalisés par MWh				
Bruce A	68 \$	66 \$	68 \$	66 \$
Bruce B <sup>(4)</sup>	54 \$	53 \$	55 \$	54 \$
Prix cumulés pour Bruce Power	57 \$	56 \$	57 \$	57 \$

(1) Ces données tiennent compte de la participation de TransCanada de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

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

(3) La capacité disponible et les volumes de vente pour 2012 tiennent compte de l'incidence de la remise en service des réacteurs 1 et 2, respectivement le 22 octobre et le 31 octobre.

(4) Ces données comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et aux règlements de contrats, de même que les volumes et les produits associés à la production réputée.

La perte essuyée par TransCanada à l'égard de Bruce A a augmenté de 39 millions de dollars pour atteindre 54 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011. L'augmentation est principalement attribuable à la baisse des volumes et à l'accroissement des coûts d'exploitation découlant du plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation. Elle a été en partie contrée par les volumes et le résultat supplémentaires tirés des réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service respectivement le 22 octobre et le 31 octobre.

Les deux réacteurs ont été remis en service à un niveau réduit. À la fin de novembre 2012, Bruce Power a mis le réacteur 1 hors service pour un entretien préventif d'une durée approximative d'un mois. Bruce Power s'attend à ce que la capacité disponible des réacteurs 1 et 2 s'accroisse avec le temps. Cependant, puisque les réacteurs n'ont pas fonctionné pendant une période prolongée, il est possible qu'ils affichent un taux légèrement plus élevé d'indisponibilité fortuite et une capacité disponible réduite en 2013.

La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice de Bruce B s'est appréciée de 32 millions de dollars comparativement au quatrième trimestre de 2011, pour atteindre 46 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012. L'appréciation tient surtout à la hausse des volumes et à la baisse des coûts d'exploitation résultant de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation et de la charge de location.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), toute la production de Bruce A du quatrième trimestre de 2012 a été vendue au prix fixe de 68,23 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 66,33 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2011. 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 51,62 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2012 et de 50,18 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2011. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1<sup>er</sup> 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 constaté dans les produits n'a été remboursé en 2012 ou en 2011.

L'arrêt d'exploitation du réacteur 4 de Bruce A, qui a débuté le 2 août 2012, devrait se terminer vers la fin du premier trimestre de 2013. Des arrêts d'exploitation pour entretien préventif des réacteurs de Bruce B sont prévus au cours des six premiers mois de 2013.

La capacité disponible générale des centrales en 2013 devrait se situer à environ 90 % pour Bruce A et à un peu plus de 85 % pour Bruce B. L'arrêt d'exploitation du réacteur 4, qui a débuté le 2 août 2012, devrait se terminer vers la fin de premier trimestre de 2013. Des arrêts d'exploitation pour entretien préventif des réacteurs de Bruce B sont prévus au cours des six premiers mois de 2013.

### *Installations énergétiques aux États-Unis*

#### **BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(1)(2)</sup>**

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars US)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits				
Installations énergétiques <sup>(3)</sup>	353	208	1 189	1 139
Capacité	53	44	234	227
Autres <sup>(4)</sup>	22	26	51	80
	<b>428</b>	278	<b>1 474</b>	1 446
Achats de produits de base revendus	(217)	(119)	(765)	(618)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>(4)</sup>	(149)	(115)	(452)	(514)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(14)	(12)	(48)	(41)
<b>BAILA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>48</b>	32	<b>209</b>	273
Amortissement	(31)	(28)	(121)	(109)
<b>BAIL comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>17</b>	4	<b>88</b>	164

(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 BAILA comparable et le BAIL comparable.

(2) Certains chiffres comparatifs ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec la présentation des états financiers adoptée pour la période à l'étude.

(3) 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.

<sup>(4)</sup> Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers, dont le niveau d'activité a été réduit en 2012.

### Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Volumes des ventes physiques (en GWh)</b>				
Offre				
Électricité produite	2 276	1 511	7 567	6 880
Électricité achetée	2 550	1 241	9 408	6 018
	<b>4 826</b>	<b>2 752</b>	<b>16 975</b>	<b>12 898</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(1)</sup></b>	<b>81 %</b>	<b>83 %</b>	<b>85 %</b>	<b>87 %</b>

<sup>(1)</sup> 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.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est chiffré à 48 millions de dollars US, soit à 16 millions de dollars US de plus que le chiffre inscrit pour la période correspondante de 2011. La hausse, qui est principalement attribuable à l'accroissement des volumes produits et des prix réalisés pour l'électricité et la capacité à New York, est quelque peu atténuée par le repli du résultat des installations hydroélectriques aux États-Unis en raison de l'affaiblissement des débits d'eau de même que par le fléchissement des prix de la capacité et la montée des coûts d'approvisionnement de la charge en Nouvelle-Angleterre.

Les volumes des ventes physiques se sont accrus pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, comparativement à la période correspondante de 2011, en grande partie du fait de l'accroissement des achats à des fins de vente à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre. Les volumes produits par Ravenswood ont été supérieurs à la normale tant pendant qu'après la super-tempête Sandy, parce que les dommages subis par plusieurs autres centrales et installations de transport d'électricité de tiers ont miné l'approvisionnement en électricité dans la région. L'accroissement est toutefois contrebalancé en partie par la baisse des volumes d'hydroélectricité produits.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 353 millions de dollars US, soit à 145 millions de dollars US de plus que pour la période correspondante de 2011. La hausse provient essentiellement de l'accroissement des volumes d'électricité vendus combiné à l'appréciation des prix réalisés pour l'électricité.

Les produits tirés de la capacité ont atteint 53 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, soit 9 millions de dollars US de plus que pour la période correspondante de 2011, en raison d'une augmentation des prix réalisés pour la capacité à New York, atténuée par le repli des prix de la capacité en Nouvelle-Angleterre.

À 217 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, les achats de produits de base revendus ont bondi de 98 millions de dollars US comparativement au trimestre correspondant de 2011, du fait de l'accroissement des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes d'engagements visant la vente d'électricité à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, ainsi que de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge et des prix payés pour l'électricité achetée.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 149 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, montant supérieur

de 34 millions de dollars US à celui de la période correspondante de 2011, principalement à cause de l'accroissement des volumes d'électricité produits à Ravenswood.

Au 31 décembre 2012, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 2 600 GWh d'électricité, ou 34 % de leur production prévue, pour l'exercice 2013 et pour quelque 1 000 GWh, ou 13 % de leur production prévue, pour l'exercice 2014. 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, tandis que les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

### **Stockage de gaz naturel**

Le BAIIA comparable dégagé du stockage de gaz naturel a été de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, un montant comparable à celui inscrit pour le quatrième trimestre de 2011.

## 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	
	2012	2011	2012	2011
Intérêts sur la dette à long terme <sup>(2)</sup>				
Libellés en dollars CA	128	125	513	490
Libellés en dollars US	186	185	740	734
Change	(1)	4	-	(7)
	<b>313</b>	314	<b>1 253</b>	1 217
Intérêts divers et amortissement	9	8	23	24
Intérêts capitalisés	(76)	(71)	(300)	(302)
<b>Intérêts débiteurs comparables<sup>(1)</sup></b>	<b>246</b>	251	<b>976</b>	939

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

<sup>(2)</sup> Ces données comprennent l'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, les intérêts débiteurs comparables se sont établis à 246 millions de dollars, soit une baisse de 5 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2011. La baisse tient surtout à la hausse des intérêts capitalisés pour le projet de la côte du golfe et elle est en partie contrée par la réduction des intérêts capitalisés relativement à l'investissement de la société dans Bruce Power depuis le redémarrage des réacteurs qui ont été remis à neuf.

Les intérêts créditeurs et autres comparables se sont accrus de 12 millions de dollars pour atteindre 20 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011. L'accroissement s'explique avant tout par les gains réalisés en 2012, alors que des pertes avaient été subies en 2011, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition nette de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

## État consolidé condensé des résultats

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Produits</b>				
Gazoducs	1 087	1 137	4 264	4 244
Oléoducs	270	252	1 039	827
Énergie	732	626	2 704	2 768
	<b>2 089</b>	<b>2 015</b>	<b>8 007</b>	<b>7 839</b>
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>61</b>	<b>87</b>	<b>257</b>	<b>415</b>
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	731	712	2 577	2 358
Achats de produits de base revendus	291	209	1 049	991
Impôts fonciers	88	83	434	410
Amortissement	343	341	1 375	1 328
	<b>1 453</b>	<b>1 345</b>	<b>5 435</b>	<b>5 087</b>
<b>Charges financières (produits financiers)</b>				
Intérêts débiteurs	246	251	976	937
Intérêts créditeurs et autres	(15)	(43)	(85)	(55)
	<b>231</b>	<b>208</b>	<b>891</b>	<b>882</b>
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>466</b>	<b>549</b>	<b>1 938</b>	<b>2 285</b>
<b>Charge d'impôts</b>				
Exigibles	80	13	181	210
Reportés	38	113	285	365
	<b>118</b>	<b>126</b>	<b>466</b>	<b>575</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>348</b>	<b>423</b>	<b>1 472</b>	<b>1 710</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	28	33	118	129
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>320</b>	<b>390</b>	<b>1 354</b>	<b>1 581</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	14	14	55	55
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>306</b>	<b>376</b>	<b>1 299</b>	<b>1 526</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>				
De base	0,43 \$	0,53 \$	1,84 \$	2,17 \$
Dilué	0,43 \$	0,53 \$	1,84 \$	2,17 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	<b>0,44 \$</b>	<b>0,42 \$</b>	<b>1,76 \$</b>	<b>1,68 \$</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	705	703	705	702
Dilué	705	704	706	703

## État consolidé condensé des flux de trésorerie

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net	348	423	1 472	1 710
Amortissement	343	341	1 375	1 328
Impôts reportés	38	113	285	365
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(61)	(87)	(257)	(415)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	124	86	376	393
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure (supérieure) à la charge	22	(6)	9	(2)
Autres	4	(33)	24	72
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	207	90	287	235
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<u>1 025</u>	<u>927</u>	<u>3 571</u>	<u>3 686</u>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 040)	(920)	(2 595)	(2 513)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(95)	(182)	(652)	(633)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(214)	-	(214)	-
Montants reportés et autres	123	(41)	205	92
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<u>(1 226)</u>	<u>(1 143)</u>	<u>(3 256)</u>	<u>(3 054)</u>
<b>Activités de financement</b>				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(325)	(310)	(1 281)	(1 016)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(34)	(44)	(135)	(131)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	790	33	449	(224)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	3	1 049	1 491	1 622
Remboursements sur la dette à long terme	(198)	(326)	(980)	(1 272)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	18	19	53	58
Parts de société en nom collectif émises, déduction faite des frais d'émission	-	-	-	321
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	<u>254</u>	<u>421</u>	<u>(403)</u>	<u>(642)</u>
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<u>4</u>	<u>(8)</u>	<u>(15)</u>	<u>4</u>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<u>57</u>	<u>197</u>	<u>(103)</u>	<u>(6)</u>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
Au début de la période	<u>494</u>	<u>457</u>	<u>654</u>	<u>660</u>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
À la fin de la période	<u>551</u>	<u>654</u>	<u>551</u>	<u>654</u>

## Bilan consolidé condensé

31 décembre

*(non audité)(en millions de dollars)*

	2012	2011
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	551	654
Débiteurs	1 052	1 094
Stocks	224	248
Autres	997	1 114
	<b>2 824</b>	<b>3 110</b>
<b>Immobilisations corporelles</b> , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 16 540 \$ et 15 406 \$	<b>33 713</b>	<b>32 467</b>
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>5 366</b>	<b>5 077</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>3 458</b>	<b>3 534</b>
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>1 629</b>	<b>1 684</b>
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	<b>1 343</b>	<b>1 466</b>
	<b>48 333</b>	<b>47 338</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	2 275	1 863
Créditeurs et autres	2 344	2 359
Intérêts courus	368	365
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	894	935
	<b>5 881</b>	<b>5 522</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>268</b>	<b>297</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>882</b>	<b>929</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>3 953</b>	<b>3 591</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>18 019</b>	<b>17 724</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>994</b>	<b>1 016</b>
	<b>29 997</b>	<b>29 079</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 069	12 011
Émises et en circulation :		
Au 31 décembre 2012 : 705 millions d'actions		
Au 31 décembre 2011 : 704 millions d'actions		
Actions privilégiées	1 224	1 224
Surplus d'apport	379	380
Bénéfices non répartis	4 687	4 628
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 448)	(1 449)
<b>Participations assurant le contrôle</b>	<b>16 911</b>	<b>16 794</b>
Participations sans contrôle	1 425	1 465
	<b>18 336</b>	<b>18 259</b>
	<b>48 333</b>	<b>47 338</b>

**Informations sectorielles**

Trimestres clos les 31 décembre (non audité) (en millions de dollars)	Gazoducs		Oléoducs <sup>(1)</sup>		Énergie		Siège social		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits	1 087	1 137	270	252	732	626	-	-	2 089	2 015
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	37	42	-	-	24	45	-	-	61	87
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(373)	(406)	(88)	(66)	(238)	(211)	(32)	(29)	(731)	(712)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(291)	(209)	-	-	(291)	(209)
Impôts fonciers	(61)	(58)	(10)	(7)	(17)	(18)	-	-	(88)	(83)
Amortissement	(236)	(235)	(36)	(35)	(68)	(67)	(3)	(4)	(343)	(341)
	454	480	136	144	142	166	(35)	(33)	697	757
Intérêts débiteurs									(246)	(251)
Intérêts créditeurs et autres									15	43
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									466	549
Charge d'impôts									(118)	(126)
Bénéfice net									348	423
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(28)	(33)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									320	390
Dividendes sur les actions privilégiées									(14)	(14)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									306	376

Exercices clos les 31 décembre (non audité) (en millions de dollars)	Gazoducs		Oléoducs <sup>(1)</sup>		Énergie		Siège social		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits	4 264	4 244	1 039	827	2 704	2 768	-	-	8 007	7 839
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	157	159	-	-	100	256	-	-	257	415
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 365)	(1 221)	(296)	(209)	(819)	(842)	(97)	(86)	(2 577)	(2 358)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(1 049)	(991)	-	-	(1 049)	(991)
Impôts fonciers	(315)	(307)	(45)	(31)	(74)	(72)	-	-	(434)	(410)
Amortissement	(933)	(923)	(145)	(130)	(283)	(261)	(14)	(14)	(1 375)	(1 328)
	1 808	1 952	553	457	579	858	(111)	(100)	2 829	3 167
Intérêts débiteurs									(976)	(937)
Intérêts créditeurs et autres									85	55
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									1 938	2 285
Charge d'impôts									(466)	(575)
Bénéfice net									1 472	1 710
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(118)	(129)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									1 354	1 581
Dividendes sur les actions privilégiées									(55)	(55)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									1 299	1 526

<sup>(1)</sup> Depuis février 2011, TransCanada comptabilise le résultat lié au réseau d'oléoducs Keystone.