Rapport trimestriel aux actionnaires

TransCanada annonce les résultats du deuxième trimestre
La construction du projet de la côte du golfe devrait s'amorcer cet été

Calgary, Alberta – Le 27 juillet 2012 – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable du deuxième trimestre de 2012 s'est établi à 300 millions de dollars (0,43 $ par action). Exclusion faite d'une charge de 22 millions de dollars après les impôts liée à la décision d'arbitrage relativement à la CAE de Sundance A rendue en juillet 2012, le résultat comparable s'est chiffré à 322 millions de dollars (0,46 $ par action) pour le deuxième trimestre de 2012. Le conseil d'administration de TransCanada a également déclaré un dividende trimestriel de 0,44 $ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2012, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,76 $ par action.

« Le portefeuille varié et de premier ordre d'infrastructures énergétiques de TransCanada a fourni un rendement solide au deuxième trimestre », a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Bien que les niveaux élevés sans précédent de gaz naturel en stockage et la faiblesse des prix du gaz naturel et de l'électricité aient eu une incidence défavorable sur certains aspects de nos activités, la majorité de nos actifs ont continué de produire des résultats et des flux de trésorerie stables et prévisibles. TransCanada est bien placée pour accroître le résultat, les flux de trésorerie et les dividendes au fur et à mesure de la progression de notre programme d'investissement en cours, des nouvelles occasions intéressantes que nous saisirons et du relèvement des prix du gaz naturel et de l'électricité. »

Au cours des trois prochains exercices, TransCanada prévoit mettre la dernière main à des projets dont le stade d'achèvement est avancé et dont la valeur se chiffre à 13 milliards de dollars, notamment la remise en marche de deux réacteurs à Bruce Power, le projet de la côte du golfe, Keystone XL, le prolongement du gazoduc de Tamazunchale, Canadian Solar ainsi que l'expansion continue du réseau de l'Alberta.

TransCanada continue de faire progresser diverses autres initiatives d'envergure qui contribueront à façonner le marché énergétique de l'Amérique du Nord, dont le projet GasLink, un gazoduc côtier de 4 milliards de dollars qui a été annoncé récemment et qui permettrait d'acheminer du gaz naturel du Canada vers des marchés de l'Asie, ainsi que différentes initiatives au sein de ses trois principaux secteurs d'activité. TransCanada s'attend à ce que chacun de ces projets produise une croissance importante et durable du résultat et des flux de trésorerie, ce qui devrait donner lieu à un rendement supérieur pour les actionnaires.

Points saillants

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

- Résultats financiers du deuxième trimestre
  - Résultat comparable de 300 millions de dollars (0,43 $ par action)
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 272 millions de dollars (0,39 $ par action)
  - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,0 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 729 millions de dollars
- Dividende sur les actions ordinaires de 0,44 $ par action déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2012
- Société choisie pour construire le gazoduc proposé de 4 milliards de dollars en vue du transport de gaz naturel jusqu'aux installations d'exportation de gaz naturel liquéfié LNG Canada, qui sont situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique, et qui ont été annoncées récemment
- Progression continue d'un certain nombre d'initiatives de croissance dans le secteur des oléoducs
  - Obtention des principaux permis réglementaires nécessaires à la réalisation du projet de la côte du golfe, dont la construction devrait s'amorcer cet été

    - Dépôt d'une demande de permis présidentiel relativement à l'oléoduc Keystone XL, visant plus particulièrement la portion qui s'étend de la frontière canado-américaine jusqu'à Steele City, au Nebraska; le Département d'État américain a indiqué qu'il s'attendait à rendre une décision quant au projet d'ici le premier trimestre de 2013
    - Obtention d'engagements à long terme exécutoires à l'appui de l'aménagement du terminal de Keystone à Hardisty dont la capacité initiale sera de 2,6 millions de barils
- Remise en service du réacteur 3 de Bruce Power à la suite d'un arrêt d'exploitation prévu, ce qui devrait prolonger la durée utile du réacteur jusqu'à 2021 tout au moins
- Début de l'audience relative aux droits exigibles sur le réseau principal au Canada le 4 juin; une décision est attendue vers la fin de 2012 ou le début de 2013
- Réception de la décision de l'audience d'arbitrage relative à Sundance A

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2012 s'est établi à 300 millions de dollars (0,43 $ par action). Exclusion faite d'une charge de 22 millions de dollars après les impôts liée à la décision d'arbitrage reçue en juillet relativement à la CAE de Sundance A, le résultat comparable du deuxième trimestre de 2012 s'est établi à 322 millions de dollars (0,46 $ par action) comparativement au chiffre de 355 millions de dollars (0,51 $ par action) inscrit pour la période correspondante de 2011. L'apport réduit des installations énergétiques aux États-Unis et de certains gazoducs, dont le réseau principal au Canada, ANR et Great Lakes, a plus que neutralisé les résultats supplémentaires provenant de Keystone et des autres actifs récemment entrés en service.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 272 millions de dollars (0,39 $ par action) pour le deuxième trimestre de 2012. Exclusion faite d'une charge de 37 millions de dollars après les impôts liée à la décision d'arbitrage relative à Sundance A, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du deuxième trimestre de 2012 a été de 309 millions de dollars (0,44 $ par action) comparativement à 353 millions de dollars (0,50 $ par action) pour la période correspondante de 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* – Au cours du deuxième trimestre de 2012, TransCanada a continué de faire progresser le projet de la côte du golfe, 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. TransCanada s'attend à entreprendre les travaux de construction cet été et à mettre le projet en service vers le milieu ou la fin de 2013. Est inclus dans le coût de 2,3 milliards de dollars US le coût de 300 millions de dollars US du latéral de Houston, une canalisation latérale qui s'étendra sur 76 kilomètres (« km ») (47 milles) afin d'acheminer du pétrole brut à des raffineries de Houston. En date du 30 juin 2012, une somme de 900 millions de dollars US avait été investie dans le projet.

- *Keystone XL* – En mai 2012, TransCanada a déposé auprès du Département d'État une demande de permis présidentiel (permis transfrontalier) relativement à l'oléoduc Keystone XL, visant plus particulièrement la portion qui s'étendrait de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska. TransCanada joindra à sa demande un tracé de rechange dans le Nebraska, dès que ce tracé sera déterminé.

  La société continue de collaborer avec le département de la qualité de l'environnement du Nebraska (« DQEN ») dans le but de mettre la dernière main au tracé de rechange de l'oléoduc Keystone XL, qui permettra d'éviter la région des Sandhills. Elle a en outre présenté au DQEN des couloirs pipeliniers de rechange de même qu'un couloir privilégié. Le DQEN a tenu des séances portes ouvertes relativement aux tracés proposés. Il s'attend à conclure son examen d'ici quelques mois.

  L'examen environnemental du projet Keystone XL, qui s'est étalé sur trois ans et qui a pris fin l'été dernier, est le processus le plus exhaustif mené jusqu'ici pour un pipeline transfrontalier. Étant donné l'ampleur des travaux

d'examen, TransCanada s'attend à ce que le permis transfrontalier soit traité dans les meilleurs délais et à ce qu'une décision soit rendue une fois le nouveau tracé déterminé dans le Nebraska. Le Département d'État a indiqué qu'il s'attend à rendre sa décision relativement au projet d'ici le premier trimestre de 2013.

Sous réserve de l'obtention des autorisations requises des organismes de réglementation, TransCanada s'attend à ce que la mise en service de l'oléoduc 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 30 juin 2012, une somme de 1,5 milliard de dollars US avait été investie dans le projet.

- *Terminal de Keystone à Hardisty* – En mai 2012, TransCanada a annoncé qu'elle avait obtenu des engagements à long terme exécutoires visant plus de 500 000 b/j pour le terminal de Keystone à Hardisty (« terminal de Hardisty »). Devant un appui commercial aussi solide, la société a décidé d'accroître l'ampleur du projet pour faire passer la capacité proposée du terminal de 2,0 millions de barils à 2,6 millions de barils. Le terminal de Hardisty permettra aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler les lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, le terminal de Hardisty devrait entrer en exploitation vers la fin de 2014 et coûter environ 275 millions de dollars.

Gazoducs

- *Projet GasLink* – En juin 2012, TransCanada a annoncé qu'elle a été choisie par Shell Canada Limited (« Shell ») et ses partenaires pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet GasLink, un gazoduc côtier dont le coût est évalué à 4 milliards de dollars et qui transporterait du gaz naturel de la zone productrice de Montney, près de Dawson Creek en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations d'exportation de gaz naturel liquéfié LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique, qui ont été annoncées récemment. Le projet LNG Canada est une coentreprise dirigée par Shell et dont les partenaires sont Korea Gas Corporation, Mitsubishi Corporation et PetroChina Company Limited. Le gazoduc d'environ 700 km (420 milles) de long devrait présenter une capacité initiale supérieure à 1,7 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi^3/j »). Sa mise en service aurait lieu à la fin de la décennie.

- *Réseau de l'Alberta* – Au cours de la première moitié de 2012, TransCanada a achevé et mis en service dix projets pipeliniers distincts au coût approximatif total de 600 millions de dollars dans le cadre de ses activités d'expansion du réseau de l'Alberta. Au nombre des projets se trouve celui de Horn River, qui a été achevé en mai 2012 au coût approximatif de 250 millions de dollars et qui prolonge le réseau de l'Alberta dans la formation schisteuse de Horn River, en Colombie-Britannique.

  L'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé d'autres prolongements et agrandissements du réseau de l'Alberta, dont le coût total s'élève approximativement à 630 millions de dollars, notamment, en juin 2012, 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 de construction est évalué à 162 millions de dollars, devrait permettre de transporter des volumes accrus de gaz naturel afin de répondre à la demande dans le Nord-Est de l'Alberta. D'autres projets dont le coût total tourne autour de 340 millions de dollars sont en instance d'approbation devant l'ONÉ, y compris celui de Komie North, qui prévoit le prolongement du réseau de l'Alberta plus avant dans la zone de Horn River.

- *Réseau principal au Canada* – Le 4 juin 2012 s'est amorcée une audience de l'ONÉ visant à examiner la demande déposée par TransCanada en vue de modifier la structure et les modalités de service du réseau principal au Canada, notamment les droits pour 2012 et 2013. L'audience devrait se conclure à la fin de septembre et la décision de l'ONÉ devrait être rendue vers la fin de 2012 ou le début de 2013.

  En mai 2012, TransCanada a reçu l'approbation de l'ONÉ pour construire de nouvelles installations pipelinières afin d'acheminer vers le Sud de l'Ontario du gaz naturel supplémentaire provenant de la formation schisteuse de Marcellus. Compte tenu du nombre d'exigences de conformité qui sont liées à l'approbation, la mise en service qui était prévue en novembre 2012 pourrait être reportée.

Énergie

- *Sundance A* – L'audience d'arbitrage du différend engendré par les allégations de force majeure et de destruction économique au sujet de la CAE de Sundance A a pris fin au cours du deuxième trimestre et la décision a été rendue en juillet 2012. Le groupe d'arbitrage a déterminé que la CAE ne devrait pas être résiliée et il a instruit TransAlta de reconstruire les groupes électrogènes 1 et 2. Le groupe d'arbitrage a également limité l'allégation de force majeure à la période allant du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les groupes électrogènes puissent raisonnablement être remis en service. Conformément aux modalités de la décision d'arbitrage, TransAlta a l'obligation, aux termes de la CAE, de déployer tous les efforts raisonnables pour atténuer ou réduire les incidences du cas de force majeure. TransAlta a annoncé qu'elle prévoyait que les groupes électrogènes seraient remis en service à l'automne 2013.

  TransCanada avait constaté un bénéfice de 188 millions de dollars avant les impôts depuis le début des arrêts d'exploitation en décembre 2010 jusqu'à la fin de mars 2012 puisque la société estimait que ces arrêts d'exploitation étaient une interruption de l'approvisionnement. À la suite de la décision, la société a le droit de recevoir près de 138 millions de dollars de ce montant. La différence de 50 millions de dollars a été passée en charges dans les résultats du deuxième trimestre, dont 30 millions de dollars se rapportent à des montants constatés dans les résultats du premier trimestre de 2012 et sont compris dans le résultat comparable, et 20 millions de dollars se rapportent au quatrième trimestre de 2011 et sont exclus du résultat comparable de 2012.

  Jusqu'à ce que TransAlta remette en service les groupes électrogènes de Sundance A, TransCanada ne réalisera pas la production d'électricité ni les produits connexes auxquels la société aurait autrement eu droit aux termes de la CAE, mais elle ne devra plus effectuer de paiements de capacité connexes.

- *Bruce Power* – En juin 2012, le réacteur 3 de Bruce Power a été remis en service après l'exécution du programme de cessation d'exploitation West Shift Plus, mis en branle en novembre 2011. Le coût approximatif du programme s'élève à 300 millions de dollars. Il s'agit d'un investissement qui joue un rôle crucial dans la stratégie de Bruce Power pour maximiser la durée utile de ses réacteurs et qui permettra au réacteur 3 de produire de l'électricité à faible coût jusqu'en 2021 tout au moins.

  En mars 2012, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») a donné à Bruce Power l'autorisation de remettre en marche le réacteur 2. En mai 2012, un incident s'est produit au sein du générateur électrique de ce réacteur, du côté non nucléaire de la centrale, ce qui en a retardé la synchronisation au réseau électrique de l'Ontario. Bruce Power a par conséquent présenté à l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») une déclaration de force majeure, qui, si elle est acceptée, ferait en sorte que le prix touché pour l'électricité produite par les réacteurs en exploitation de Bruce A ne soit pas modifié. Les travaux sont en cours pour réparer le générateur électrique du réacteur 2. Bruce Power s'attend à ce que les activités d'exploitation commerciale de ce réacteur débutent au quatrième trimestre de 2012.

  Les activités de mise en service du réacteur 1 se poursuivent. Bruce Power a reçu l'autorisation de la CCSN de lever l'état d'arrêt garanti du réacteur 1 et de procéder à la remise en marche. La synchronisation au réseau de l'Ontario devrait avoir lieu vers le milieu du troisième trimestre de 2012.

  La quote-part de TransCanada du coût en capital net de la remise à neuf devrait s'élever à environ 2,4 milliards de dollars. Une fois les travaux terminés, Bruce Power sera en mesure de produire 6 200 mégawatts (« MW ») d'électricité sans émission.

- *Ravenswood* – En 2011, TransCanada et d'autres parties ont déposé conjointement deux plaintes officielles auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») au sujet de l'application des règles d'établissement des prix par le New York Independent System Operator. 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. La FERC n'a pas encore communiqué sa réponse à la deuxième plainte, qui est peut-être la plus importante des deux.

- *Canadian Solar* – En 2011, TransCanada a convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW, en contrepartie d'un montant d'environ 470 millions de dollars. TransCanada achètera chacune des centrales lorsque les travaux de construction et les essais seront terminés et que les activités d'exploitation auront commencé selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO en vertu du programme de tarifs de rachats garantis de l'Ontario. La construction des deux premières centrales a débuté et leur mise en service devrait avoir lieu à la fin de 2012. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, TransCanada prévoit que les autres centrales seront mises en service en 2013 ou au début de 2014.

Siège social

- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2012, un dividende trimestriel de 0,44 $ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Le montant trimestriel est équivalent à 1,76 $ par action ordinaire sur une base annualisée.

- Tel qu'il a été annoncé précédemment, TransCanada a adopté les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») en date du 1er 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 vendredi 27 juillet 2012 pour discuter de ses résultats financiers du deuxième 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'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société dès 9 h (HAR) / 11 h (HAE).

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.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 13 août 2012; il suffira de composer le 905.694.9451 ou le 800.408.3053 (Amérique du Nord seulement), ainsi que le code d'accès 8130635.

On peut consulter les états financiers consolidés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sur SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR au www.sec.gov/info/edgar.shtml ainsi que sur le site Web de TransCanada au www.transcanada.com.

Forte d'une expérience de plus de 60 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de gazoducs 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 d'environ 380 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 10 800 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage l'un des plus importants réseaux de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour un complément d'information, prière de consulter www.transcanada.com et de nous suivre sur Twitter @TransCanada.

Information prospective

Le présent communiqué renferme certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « pouvoir », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TransCanada et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent communiqué, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, sauf si la loi l'exige. Pour un complément d'information sur les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et les incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TransCanada en date du 15 février 2012, sous le profil de TransCanada sur SEDAR au www.sedar.com, et les autres rapports déposés par TransCanada auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué renferme des références à des mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient par conséquent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 26 juillet 2012 pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR.

- 30 -

Renseignements aux médias

Shawn Howard ou Grady Semmens
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes

David Moneta, Terry Hook ou Lee Evans
403.920.7911 ou 800.361.6522

Points saillants des résultats financiers du deuxième trimestre de 2012

Résultats d'exploitation

(non audité) *(en millions de dollars)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	 2011	Semestres clos les 30 juin 2012	 2011
Produits	1 806	1 797	3 717	3 665
BAIIA comparable[1]	997	1 074	2 110	2 236
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	272	353	624	764
Résultat comparable[1]	300	355	663	778
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation[1]	729	847	1 600	1 691
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	14	46	(155)	65
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	743	893	1 445	1 756
Dépenses en immobilisations	397	487	861	1 088

Données sur les actions ordinaires

(non audité)	Trimestres clos les 30 juin 2012	 2011	Semestres clos les 30 juin 2012	 2011
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,39 $	0,50 $	0,89 $	1,09 $
Résultat comparable par action ordinaire[1]	0,43 $	0,51 $	0,94 $	1,11 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,44 $	0,42 $	0,88 $	0,84 $
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	704	702	704	700
Fin de la période	704	703	704	703

(1) Il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 26 juillet 2012 pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le résultat comparable, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action.

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 26 juillet 2012, le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités ci-joints de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012. Les états financiers consolidés condensés de la société ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »). Les chiffres comparatifs, qui étaient antérieurement présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« PCGR du Canada »), ont été ajustés au besoin afin d'être conformes aux conventions comptables de la société conformément aux PCGR des États-Unis qui sont décrites plus en détail sous la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2011 de TransCanada pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les autres documents d'information continue de la société, sur SEDAR au www.sedar.com, sous le profil de TransCanada Corporation. À moins d'indication contraire, « TransCanada » ou la « société » englobent TransCanada Corporation et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2011 de TransCanada.

Informations prospectives

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

- les perspectives commerciales;
- la performance financière prévue de TransCanada et de ses filiales et sociétés affiliées;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus;
- les coûts prévus;
- les coûts prévus relativement aux projets en construction;
- 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 énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. De par leur nature, les énoncés prospectifs sont assujettis à des hypothèses, des risques et des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada puissent varier considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées ou implicites.

Pour formuler ses énoncés prospectifs, TransCanada a eu recours à des hypothèses clés, notamment :

- les prix des produits de base et les prix de la capacité;
- les taux d'inflation;
- le moment choisi pour les émissions de titres d'emprunt et les opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur dénouement;
- les décisions d'arbitrage et leur dénouement;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus 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 les désinvestissements.

Les risques et incertitudes en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment :

- la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés;
- le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société;
- la disponibilité et 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 aux lois et règlements environnementaux et autres;
- les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt et de change;
- les conditions météorologiques;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture en Amérique du Nord.

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

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux

perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TransCanada utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action », « bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant intérêts et impôts » (« 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 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. Ces mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TransCanada, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

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

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 rapport de gestion 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 provenant de l’exploitation avant les variations du fonds de roulement d’exploitation, pour évaluer de manière plus précise les flux de trésorerie d’exploitation consolidés, exception faite des fluctuations des soldes du fonds de roulement d’exploitation qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. Le rapprochement des fonds provenant de l’exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d’exploitation est présenté dans le tableau « Résumé des flux de trésorerie », sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Trimestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars)*	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
BAIIA comparable	666	688	176	153	170	248	(15)	(15)	997	1 074
Amortissement	(234)	(229)	(36)	(34)	(72)	(63)	(4)	(4)	(346)	(330)
BAII comparable	432	459	140	119	98	185	(19)	(19)	651	744
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(239)	(236)
Intérêts créditeurs et autres comparables									19	28
Impôts sur le bénéfice comparables									(91)	(139)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(26)	(28)
Dividendes sur les actions privilégiées									(14)	(14)
Résultat comparable									300	355
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :										
Décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A									(15)	-
Activités de gestion des risques[1]									(13)	(2)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									272	353

Trimestres clos les 30 juin *(non audité) (en millions de dollars)*	2012	2011
Intérêts débiteurs comparables	(239)	(236)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques[1]	-	1
Intérêts débiteurs	(239)	(235)
Intérêts créditeurs et autres comparables	19	28
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques[1]	(14)	(3)
Intérêts créditeurs et autres	5	25
Impôts sur le bénéfice comparables	(91)	(139)
Postes particuliers :		
Impôts sur le bénéfice attribuables à la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A	5	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques[1]	1	1
Charge d'impôts	(85)	(138)
Résultat comparable par action ordinaire	0,43 $	0,51 $
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A	(0,02)	-
Activités de gestion des risques	(0,02)	(0,01)
Bénéfice net par action ordinaire	0,39 $	0,50 $

(1)

Trimestres clos les 30 juin *(non audité) (en millions de dollars)*	2012	2011
Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :		
Installations énergétiques au Canada	1	1
Installations énergétiques aux États-Unis	16	1
Stockage de gaz naturel	(17)	(3)
Taux d'intérêt	-	1
Change	(14)	(3)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	1	1
Activités de gestion des risques	(13)	(2)

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Semestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars)*	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
BAIIA comparable	1 391	1 461	349	252	414	562	(44)	(39)	2 110	2 236
Amortissement	(466)	(457)	(72)	(57)	(145)	(129)	(7)	(7)	(690)	(650)
BAII comparable	925	1 004	277	195	269	433	(51)	(46)	1 420	1 586
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(481)	(446)
Intérêts créditeurs et autres comparables									44	56
Impôts sur le bénéfice comparables									(231)	(326)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(61)	(64)
Dividendes sur les actions privilégiées									(28)	(28)
Résultat comparable									663	778
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :										
Décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A									(15)	-
Activités de gestion des risques[1]									(24)	(14)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									624	764

Semestres clos les 30 juin *(non audité) (en millions de dollars)*	2012	2011
Intérêts débiteurs comparables	(481)	(446)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques[1]	-	-
Intérêts débiteurs	(481)	(446)
Intérêts créditeurs et autres comparables	44	56
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques[1]	(8)	(1)
Intérêts créditeurs et autres	36	55
Impôts sur le bénéfice comparables	(231)	(326)
Postes particuliers :		
Impôts sur le bénéfice attribuables à la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A	5	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques[1]	12	8
Charge d'impôts	(214)	(318)
Résultat comparable par action ordinaire	0,94 $	1,11 $
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A	(0,02)	-
Activités de gestion des risques	(0,03)	(0,02)
Bénéfice net par action ordinaire	0,89 $	1,09 $

(1) Semestres clos les 30 juin

(non audité) (en millions de dollars)	2012	2011
Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :		
Installations énergétiques au Canada	(1)	1
Installations énergétiques aux États-Unis	(16)	(12)
Stockage de gaz naturel	(11)	(10)
Taux d'intérêt	-	-
Change	(8)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	12	8
Activités de gestion des risques	(24)	(14)

Résultats d'exploitation consolidés

Résultats du deuxième trimestre

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2012 s'est établi à 300 millions de dollars (0,43 $ par action) comparativement au chiffre de 355 millions de dollars (0,51 $ par action) inscrit pour la même période en 2011. Les résultats du deuxième trimestre de 2012 comprenaient une charge de 37 millions de dollars après les impôts (50 millions de dollars avant les impôts) traduisant l'incidence de la décision d'arbitrage relative à la convention d'achat d'électricité (« CAE ») de Sundance A rendue en juillet 2012. De ce montant, 15 millions de dollars (20 millions de dollars avant les impôts) sont exclus du résultat comparable car cette somme se rapporte à des montants constatés au quatrième trimestre de 2011 et 22 millions de dollars (30 millions de dollars avant les impôts) sont inclus dans le résultat comparable puisque cette somme se rapporte à des montants constatés au premier trimestre de 2012. De plus, la société n'a comptabilisé aucun bénéfice avant les impôts provenant de la CAE de Sundance A pour le deuxième trimestre de 2012 et le premier semestre de 2012. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A. Par ailleurs, le résultat comparable ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de 13 millions de dollars après les impôts (14 millions de dollars avant les impôts) (pertes de 2 millions de dollars après les impôts (3 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 55 millions de dollars (0,08 $ par action) au deuxième trimestre de 2012, comparativement à la période correspondante de 2011 et tenait compte de ce qui suit :

- la diminution du bénéfice net comparable des gazoducs au Canada principalement en raison du résultat inférieur du réseau principal au Canada qui excluait les revenus incitatifs et tenait compte de la base tarifaire réduite;

- la diminution du BAII des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale qui tenait compte du recul du résultat d'ANR ainsi que de l'incidence de la capacité non visée par des contrats et de la capacité vendue à de moindres taux de Great Lakes, annulée en partie par la hausse du résultat du pipeline Guadalajara, qui est entré en service en juin 2011;

- l'accroissement du BAII comparable du secteur des oléoducs qui tenait compte des droits fixes définitifs supérieurs pour le tronçon Wood River/Patoka du réseau d'oléoducs Keystone entrés en vigueur en mai 2011 ainsi que de la hausse des volumes;

- la diminution du BAII comparable du secteur de l'énergie, principalement en raison de l'incidence de la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A, du recul des prix réalisés pour l'électricité par les installations énergétiques aux États-Unis et du débit réduit aux centrales hydroélectriques aux États-Unis, ainsi que de la baisse des volumes produits aux termes des CAE en Alberta, annulée en partie par l'apport accru des installations énergétiques de l'Est compte tenu de la hausse des produits contractuels de la centrale de Bécancour, de l'accroissement des produits du parc éolien de Montagne-Sèche et de la première phase de celui Gros-Morne de Cartier énergie éolienne, tous deux entrés en service en novembre 2011 ainsi que de la réduction de la quote-part du bénéfice de Bruce Power compte tenu de la baisse des coûts de location et d'exploitation;

- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des gains réalisés inférieurs 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;

- la diminution des impôts sur le bénéfice comparables principalement en raison de la baisse du résultat avant les impôts en 2012 comparativement à 2011, enrayée en partie par la modification de la proportion du bénéfice généré entre les juridictions canadiennes et étrangères.

Le résultat comparable du premier semestre de 2012 a été de 663 millions de dollars (0,94 $ par action) comparativement à 778 millions de dollars (1,11 $ par action) pour la même période en 2011. Le résultat comparable du premier semestre de 2012 ne tient pas compte d'une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) attribuable à la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A constatée au deuxième trimestre de 2012 et des pertes nettes non réalisées de 24 millions de dollars après les impôts (36 millions de dollars avant les impôts) (pertes de 14 millions de dollars après les impôts (22 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 115 millions de dollars (0,17 $ par action) au premier semestre de 2012, comparativement à la période correspondante de 2011 et tenait compte de ce qui suit :

- la diminution du bénéfice net comparable des gazoducs au Canada principalement en raison du résultat inférieur du réseau principal au Canada qui excluait les revenus incitatifs et tenait compte de la base tarifaire réduite;

- la diminution du BAII des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale qui tenait compte du recul des produits découlant de la capacité non visée par des contrats et des droits pour Great Lakes ainsi que du résultat inférieur d'ANR, annulée en partie par la hausse du résultat du pipeline Guadalajara, qui est entré en service en juin 2011;

- l'accroissement du BAII comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater le résultat du réseau d'oléoducs Keystone en février 2011, des droits fixes définitifs supérieurs pour le tronçon Wood River/Patoka entrés en vigueur en mai 2011 et des volumes supérieurs;

- la diminution du BAII comparable du secteur de l'énergie, principalement en raison de la non constatation du résultant provenant de la CAE de Sundance A en 2012 à la suite de la décision d'arbigrage, du recul des prix réalisés pour l'électricité et du débit réduit aux centrales hydroélectriques aux États-Unis, de la baisse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power principalement en raison de la réduction des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus et du recul des produits de stockage de gaz naturel, annulée en partie par l'apport supérieur des installations énergétiques de l'Est compte tenu de la hausse des produits contractuels de la centrale de Bécancour et de l'accroissement des produits du parc éolien de Montagne-Sèche et de la première phase de celui de Gros-Morne, tous deux entrés en service en novembre 2011;

- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable à l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de titres d'emprunt, la baisse des intérêts capitalisés relativement aux actifs mis en service et l'incidence négative du raffermissement du dollar US sur les intérêts libellés dans cette devise;

- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des gains réalisés inférieurs 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;

- la diminution des impôts sur le bénéfice comparables principalement en raison de la baisse du résultat avant les impôts en 2012 comparativement à 2011 et de la modification de la proportion du bénéfice généré entre les juridictions canadiennes et étrangères.

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 des taux de change entre le dollar CA et la devise américaine. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA s'est chiffré à respectivement 1,01 et 1,01 (0,97 et 0,98 pour les périodes respectives en 2011).

Sommaire des principaux montants libellés en dollars US

(non audité) *(en millions de dollars US)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis[1]	147	169	362	412
BAII comparable des oléoducs aux États-Unis[1]	88	81	177	132
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis[1]	8	65	14	97
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(183)	(180)	(369)	(362)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	27	25	53	72
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(45)	(44)	(96)	(95)
	42	116	141	256

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

Gazoducs

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 432 millions de dollars et à 925 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, alors qu'il avait été de 459 millions de dollars et de 1,0 milliard de dollars pour les périodes correspondantes de 2011.

Résultats du secteur des gazoducs

(non audité) *(en millions de dollars)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	247	267	497	532
Réseau de l'Alberta	183	181	360	366
Foothills	30	32	61	65
Autres (TQM[1], Ventures LP)	7	9	15	17
BAIIA comparable des gazoducs au Canada[2]	467	489	933	980
Amortissement[3]	(177)	(178)	(354)	(356)
BAII comparable des gazoducs au Canada[2]	290	311	579	624
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	53	69	150	178
GTN[4]	26	31	56	76
Great Lakes[5]	17	25	35	55
TC PipeLines, LP[1][6][7]	18	19	38	42
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois[1], Bison[8], Portland[7][9])	23	26	57	62
Échelle internationale (Tamazunchale, Guadalajara[10], TransGas[1], Gas Pacifico/INNERGY[1])	30	15	58	25
Frais généraux et frais d'administration et de soutien[11]	(2)	(2)	(4)	(4)
Participations sans contrôle[7]	38	39	83	82
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale[2]	203	222	473	516
Amortissement[3]	(56)	(53)	(111)	(104)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale[2]	147	169	362	412
Change	2	(6)	2	(9)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale[2] (en dollars CA)	149	163	364	403
BAIIA et BAII comparables de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs[2]	(7)	(15)	(18)	(23)
BAII comparable du secteur des gazoducs[2]	432	459	925	1 004
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur des gazoducs[2]	666	688	1 391	1 461
Amortissement[3]	(234)	(229)	(466)	(457)
BAII comparable du secteur des gazoducs[2]	432	459	925	1 004

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

(2) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion 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 réelle 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) Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TransCanada dans Bison à partir de mai 2011, à la suite de la vente d'une participation de 25 % à TC PipeLines, LP, et de 100 % à partir de la mise en service de Bison, en janvier 2011.
(9) Ces données représentent la participation de 61,7 % de TransCanada.
(10) Ces données comprennent l'exploitation de Guadalajara depuis juin 2011.
(11) Ces données représentent les frais généraux et les frais d'administration et de soutien liés à certains pipelines de TransCanada.

Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada

(non audité) *(en millions de dollars US)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Réseau principal au Canada	46	63	93	125
Réseau de l'Alberta	52	50	100	98
Foothills	4	6	9	12

Gazoducs au Canada

À respectivement 46 millions de dollars et 93 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de 17 millions de dollars et de 32 millions de dollars comparativement aux montants de 63 millions de dollars et 125 millions de dollars inscrits pour les périodes correspondantes de 2011, qui tenaient compte de revenus incitatifs touchés aux termes d'accords prévus au règlement tarifaire quinquennal échu le 31 décembre 2011. En l'absence d'une décision de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») relativement aux droits exigibles pour 2012, 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 depuis le début de l'exercice reflète en outre le recul de la base tarifaire par rapport à l'exercice précédent.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à respectivement 52 millions de dollars et 100 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, montants comparables à ceux de 50 millions de dollars et de 98 millions de dollars inscrits pour les périodes correspondantes de 2011. L'incidence favorable qu'a eue l'augmentation de la base tarifaire moyenne sur le bénéfice net de 2012 a été neutralisée par la baisse des revenus incitatifs.

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 récupérés par le truchement des produits selon la méthode de l'imputation à l'exercice et qui, par conséquent, n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net.

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à respectivement 53 millions de dollars US et 150 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, comparativement à 69 millions de dollars US et à 178 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2011. Les baisses s'expliquent surtout par le fléchissement des produits tirés du transport et du stockage de gaz naturel, le règlement versé à une contrepartie au deuxième trimestre de 2011 et la diminution des ventes de produits de base connexes.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le BAIIA comparable de GTN a été de respectivement 26 millions de dollars US et 56 millions de dollars US, alors qu'il avait été de 31 millions de dollars US et de 76 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2011. Les reculs sont principalement attribuables à la vente, par TransCanada, d'une participation de 25 % dans GTN à TC PipeLines, LP en mai 2011, ainsi qu'à la baisse des produits tirés des contrats de transport.

Le BAIIA comparable de Great Lakes s'est chiffré à respectivement 17 millions de dollars US et 35 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, comparativement à 25 millions de dollars US et à 55 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2011. Les baisses par rapport aux périodes correspondantes de 2011 découlent de la diminution des produits tirés du transport, attribuable à la capacité garantie sur longue distance sous contrat à long terme restée invendue et à la capacité estivale sous contrat à court terme vendue à des taux inférieurs.

Comparativement aux périodes correspondantes de 2011, le BAIIA comparable des gazoducs à l'échelle internationale a progressé de respectivement 15 millions de dollars US et 33 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012. Les progressions sont principalement attribuables au résultat supplémentaire du gazoduc de Guadalajara, mis en service en juin 2011.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, la perte au titre du BAIIA comparable a décru de respectivement 8 millions de dollars et 5 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, comparativement aux périodes correspondantes de 2011. Le recul des coûts d'expansion des affaires tient surtout à la réduction des activités liées au projet de gazoduc de l'Alaska en 2012 ainsi qu'aux droits imputés par l'ONÉ en mars 2011 afin de recouvrer la quote-part revenant à l'Aboriginal Pipeline Group des coûts liés aux audiences relatives au projet gazier Mackenzie.

Amortissement

Au titre de l'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le secteur des gazoducs a inscrit des montants supérieurs de 5 millions de dollars et de 9 millions de dollars à ceux constatés pour les périodes correspondantes de 2011. L'appréciation s'explique avant tout par l'amortissement supplémentaire pour Guadalajara, dont la mise en service a eu lieu en juin 2011.

Données sur l'exploitation

Semestre clos les 30 juin *(non audité)*	Réseau principal au Canada[1] 2012	2011	Réseau de l'Alberta[2] 2012	2011	ANR[3] 2012	2011
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 775	6 328	5 359	4 993	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi^3)						
Total	804	1 059	1 844	1 788	844	870
Moyenne quotidienne	4,4	5,9	10,1	9,9	4,6	4,8

(1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et en Saskatchewan ont totalisé 455 milliards de pieds cubes (« Gpi^3 ») (643 Gpi^3 en 2011) pour une moyenne quotidienne de 2,5 Gpi^3 (3,6 Gpi^3 en 2011).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 1 856 Gpi^3 pour le semestre clos le 30 juin 2012 (1 733 Gpi^3 en 2011) pour une moyenne quotidienne de 10,2 Gpi^3 (9,6 Gpi^3 en 2011).

(3) 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 trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la société a constaté un BAII comparable de respectivement 140 millions de dollars et 277 millions de dollars relativement au secteur des oléoducs, comparativement à 119 millions de dollars et à 195 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2011.

Résultats du secteur des oléoducs

(non audité) *(en millions de dollars)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Période de cinq mois close le 30 juin 2011
Réseau d'oléoducs Keystone	178	154	352	253
Expansion des affaires du secteur des oléoducs	(2)	(1)	(3)	(1)
BAIIA comparable du secteur des oléoducs[1]	176	153	349	252
Amortissement	(36)	(34)	(72)	(57)
BAII comparable du secteur des oléoducs[1]	140	119	277	195
BAII comparable libellé comme suit :				
En dollars CA	51	41	99	67
En dollars US	88	81	177	132
Change	1	(3)	1	(4)
BAII comparable du secteur des oléoducs[1]	140	119	277	195

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

Réseau d'oléoducs Keystone

À respectivement 178 millions de dollars et 352 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de respectivement 24 millions de dollars et 99 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2011. Les accroissements découlent de la hausse des produits dégagés des contrats, qui est principalement attribuable à l'incidence favorable d'une augmentation, en mai 2011, des droits fixes définitifs qui sont exigibles sur les tronçons de Wood River/Patoka du réseau, de la hausse des volumes faisant l'objet de contrats et de la constatation des produits sur six mois en 2012 plutôt que sur cinq mois en 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.

Amortissement

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, une hausse de 15 millions de dollars a été constatée au titre de l'amortissement du secteur des oléoducs par rapport à la période correspondante de 2011, du fait, surtout, de l'exploitation des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone sur six mois plutôt que sur cinq mois, comme cela avait été le cas en 2011.

Données sur l'exploitation

(non audité)	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Période de cinq mois close le 30 juin 2011
Volumes livrés (en milliers de barils)[1]				
Total	45 933	30 167	94 697	52 633
Moyenne quotidienne	505	332	520	351

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

Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est établi à respectivement 98 millions de dollars et 269 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, contre respectivement 185 millions de dollars et 433 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2011.

Résultats du secteur de l'énergie

(non audité) *(en millions de dollars)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest[1][2]	27	72	158	191
Installations énergétiques de l'Est[1][3]	73	67	166	143
Bruce Power[1]	31	21	18	64
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(9)	(22)	(17)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada[4]	120	151	320	381
Amortissement[5]	(39)	(35)	(79)	(69)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada[4]	81	116	241	312
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
Installations énergétiques du Nord-Est	49	99	95	170
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(10)	(21)	(19)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis[4]	38	89	74	151
Amortissement	(30)	(24)	(60)	(54)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis[4]	8	65	14	97
Change	1	(3)	1	(3)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis[4] (en dollars CA)	9	62	15	94
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta[1]	19	20	34	50
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(3)	(4)	(5)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel[4]	17	17	30	45
Amortissement[5]	(3)	(4)	(6)	(7)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel[4]	14	13	24	38
BAIIA et BAII comparables de l'expansion des affaires du secteur de l'énergie[1][4]	(6)	(6)	(11)	(11)
BAII comparable du secteur de l'énergie[1][4]	98	185	269	433
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur de l'énergie[4]	170	248	414	562
Amortissement[5]	(72)	(63)	(145)	(129)
BAII comparable du secteur de l'énergie[4]	98	185	269	433

(1) Les résultats d'ASTC Power Partnership, de Portlands Energy, de Bruce Power et de CrossAlta tiennent compte de la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice de ces actifs.

(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(3) Ces données comprennent Montagne-Sèche et la première phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2011.
(4) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion 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

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

(non audité) *(en millions de dollars)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest(2)	106	143	330	364
Installations énergétiques de l'Est(3)	98	91	201	187
Autres(4)	22	17	47	40
	226	251	578	591
(Perte) bénéfice tiré(e) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation(5)	(6)	19	17	46
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(43)	(72)	(137)	(176)
Autres(6)	-	(4)	(2)	(9)
	(43)	(76)	(139)	(185)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(47)	(55)	(102)	(118)
Décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A(7)	(30)	-	(30)	-
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(9)	(22)	(17)
BAIIA comparable(1)	89	130	302	317
Amortissement	(39)	(35)	(79)	(69)
BAII comparable(1)	50	95	223	248

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.
(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.
(3) Ces données comprennent Montagne-Sèche et la première phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne 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) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada[1]

(non audité)	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Volumes des ventes (en GWh)				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest[2]	654	626	1 325	1 307
Installations énergétiques de l'Est[3]	907	770	2 050	1 848
Achats				
CAE de Sundance A, B et de Sheerness[4]	1 295	1 855	3 334	3 960
Autres achats	1	55	46	143
	2 857	3 306	6 755	7 258
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest[2]	1 741	1 919	4 036	4 074
Installations énergétiques de l'Est[3]	907	770	2 050	1 848
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	209	617	669	1 336
	2 857	3 306	6 755	7 258
Capacité disponible des centrales[5]				
Installations énergétiques de l'Ouest[2][6]	97 %	97 %	98 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est[3][7]	78 %	92 %	85 %	95 %

(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 Montagne-Sèche et la première phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne 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 trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, à 27 millions de dollars et 158 millions de dollars, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a décru de respectivement 45 millions de dollars et 33 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2011.

Au premier trimestre de 2012, les produits et les coûts liés à la CAE de Sundance A avaient été constatés en présumant que les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 étaient des interruptions de l'approvisionnement. À la suite de la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A reçue en juillet 2012, une charge de 30 millions de dollars équivalant au montant du bénéfice avant les impôts constaté au premier trimestre de 2012 a été comptabilisée au deuxième trimestre de 2012. De plus, aucuns produits ou coûts liés à la CAE de Sundance A n'ont été constatés au deuxième trimestre de 2012. Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 comprenaient des résultats à recevoir de respectivement 12 millions de dollars et 51 millions de dollars relativement à la CAE de Sundance A. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest du deuxième trimestre de 2012 est de 45 millions de dollars inférieur à celui de 2011 en raison de la charge liée à la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A et il ne tient pas compte des résultats de la CAE de Sundance A au deuxième trimestre de 2012 ainsi que de la baisse des volumes visés par les CAE principalement du fait du nombre supérieur de jours d'arrêt

d'exploitation prévus, le tout annulé en partie par l'incidence favorable du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011, et la diminution des coûts du combustible.

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest affiche un recul de 33 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011. Ce repli s'explique principalement par l'absence de BAIIA aux termes de la CAE de Sundance A en 2012 ainsi que l'incidence de la baisse des volumes aux termes de la CAE de Sheerness, mais il est contré en partie par le résultat supplémentaire de Coolidge, la progression des prix réalisés pour l'électricité et la diminution des coûts du combustible.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été de 106 millions de dollars et de 330 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, soit respectivement 37 millions de dollars et 34 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour les périodes correspondantes de 2011. Le recul, qui s'explique surtout par le fait que les produits tirés de la CAE de Sundance A n'aient pas été constatés au deuxième trimestre de 2012 ainsi que la baisse des volumes visés par la CAE de Sheerness, a été neutralisé en partie par le résultat supplémentaire de Coolidge et la progression des prix réalisés pour l'électricité. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le prix moyen de l'électricité sur le marché au comptant a fléchi respectivement de 23 % et de 26 % comparativement aux périodes correspondantes de 2011, pour s'établir à 40 $ le mégawattheure (« MWh ») et à 50 $ le MWh. Malgré ces fléchissements des prix au comptant, le prix réalisé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 s'est révélé supérieur grâce aux activités contractuelles.

À respectivement 43 millions de dollars et 137 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont reculé respectivement de 29 millions de dollars et de 39 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2011, en grande partie du fait que les coûts relatifs à la CAE de Sundance A n'aient pas été constatés au deuxième trimestre de 2012 ainsi que d'une baisse des volumes des achats attribuable à des arrêts d'exploitation prévus à Sheerness en 2012.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est s'est élevé respectivement à 73 millions de dollars et à 166 millions de dollars, soit à 6 millions de dollars et à 23 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour les périodes correspondantes de 2011. Parallèlement, le produit des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est a atteint respectivement 98 millions de dollars et 201 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, soit une hausse de 7 millions de dollars et de 14 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2011. Les hausses proviennent surtout d'un accroissement des produits contractuels de la centrale de Bécancour ainsi que du résultat supplémentaire du parc éolien de Montagne-Sèche et de la première phase du parc de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne, dont la mise en service a eu lieu en novembre 2011.

En baisse de respectivement 25 millions de dollars et 29 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation accuse une perte de 6 millions de dollars et un bénéfice de 17 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2011. Les baisses s'expliquent essentiellement par l'affaiblissement du résultat d'ASTC Power Partnership en raison d'un recul des volumes et des prix visés par la CAE de Sundance B, ainsi que par le fléchissement du résultat de Portlands Energy à la suite d'un arrêt d'exploitation imprévu au deuxième trimestre de 2012.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis respectivement à 47 millions de dollars et à 102 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, montants inférieurs de 8 millions de dollars et de 16 millions de dollars à ceux

constatés pour les périodes correspondantes de 2011, ce qui s'explique essentiellement par le recul des prix du gaz combustible en 2012 comparativement à 2011.

L'amortissement s'est accru respectivement de 4 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison surtout de l'amortissement supplémentaire pour Coolidge, Montagne-Sèche et la première phase de Gros-Morne.

À 78 % au deuxième trimestre de 2012, la capacité disponible des installations énergétiques de l'Est a diminué comparativement au deuxième trimestre de 2011, du fait d'un arrêt d'exploitation imprévu à Portlands Energy.

Environ 89 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au deuxième trimestre de 2012, comparativement à 76 % au deuxième trimestre de 2011. Bien que dans l'ensemble les niveaux de couverture soient similaires pour les deux périodes, l'accroissement des volumes visés par des contrats en 2012 tient à une baisse des volumes en général, principalement attribuable à un plus grand nombre d'arrêts prévus. 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 30 juin 2012, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 4 500 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2012 et 7 000 GWh d'électricité pour 2013.

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 30 juin 2012	 2011	Semestres clos les 30 juin 2012	 2011
(Perte) bénéfice tiré(e) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation[1]				
Bruce A	(23)	14	(56)	32
Bruce B	54	7	74	32
	31	21	18	64
Comprend :				
Produits	185	202	347	415
Charges d'exploitation	(125)	(146)	(260)	(282)
Amortissement et autres	(29)	(35)	(69)	(69)
	31	21	18	64
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales[2]				
Bruce A	57 %	97 %	53 %	98 %
Bruce B	95 %	80 %	91 %	86 %
Capacité cumulée de Bruce Power	84 %	85 %	72 %	89 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	62	8	153	8
Bruce B	-	49	46	70
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	-	5	-	9
Bruce B	19	19	23	27
Volume des ventes (en GWh)[1]				
Bruce A	895	1 436	1 642	2 936
Bruce B	2 047	1 760	3 956	3 792
	2 942	3 196	5 598	6 728
Prix de vente réalisé par MWh				
Bruce A	68 $	66 $	67 $	66 $
Bruce B[3]	56 $	55 $	55 $	54 $
Prix cumulé pour Bruce Power	58 $	59 $	58 $	58 $

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

La quote-part du bénéfice revenant à TransCanada découlant de sa participation dans Bruce A a chuté respectivement de 37 millions de dollars et de 88 millions de dollars pour donner lieu à des pertes de 23 millions de dollars et de 56 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, alors que des bénéfices de 14 millions de dollars et de 32 millions de dollars avaient été inscrits pour les périodes correspondantes de 2011. Les pertes sont principalement attribuables à la baisse des volumes découlant de l'arrêt d'exploitation prévu du réacteur 3 dans le cadre du programme West Shift Plus, lequel a débuté en novembre 2011 et pris fin en juin 2012.

Comparativement aux périodes correspondantes de 2011, la quote-part du bénéfice revenant à TransCanada découlant de sa participation dans Bruce B a augmenté de respectivement 47 millions de dollars et 42 millions de dollars pour atteindre 54 millions de dollars et 74 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012. Les augmentations tiennent surtout à une hausse des volumes et à une réduction des coûts d'exploitation découlant d'un moins grand nombre d'arrêts d'exploitation prévus, ainsi qu'à une baisse de la charge de location.

Certaines dispositions du contrat de location conclu par Bruce B avec l'Ontario Power Generation prévoient une réduction de la charge annuelle de location si le prix moyen annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situe en deçà de 30 $ le MWh. Le prix moyen au comptant s'est situé sous la barre des 30 $ le MWh tout au long des six premiers mois de 2012 et, selon les prévisions, il devrait demeurer à ce niveau pour le reste de l'année.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), toute la production de Bruce A du deuxième 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 deuxième 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 deuxième trimestre de 2012 et de 50,18 $ le MWh au deuxième trimestre de 2011. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1er 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. Pour ce qui est de 2012, TransCanada prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants inscrits dans les produits en 2012 ne devrait être remboursé.

Bruce B conclut des contrats de vente à prix fixe selon lesquels Bruce B reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant. Le prix réalisé de Bruce B s'est accru de 1 $ le MWh pour atteindre respectivement 56 $ le MWh et 55 $ le MWh pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012. Ces montants tiennent compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher, des ventes contractuelles et de la production réputée.

La capacité disponible générale des centrales en 2012 devrait être légèrement supérieure à 60 % pour les réacteurs 3 et 4 de Bruce A. L'arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un réacteur de Bruce A est prévu au deuxième semestre de 2012. La capacité disponible générale des quatre réacteurs de Bruce B devrait tourner autour de 95 % en 2012.

Installations énergétiques aux États-Unis

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

(non audité) *(en millions de dollars US)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Produits				
Installations énergétiques(2)	192	224	353	479
Capacité	66	74	106	113
Autres(3)	5	13	24	43
	263	311	483	635
Achats de produits de base revendus	(122)	(84)	(205)	(215)
Coûts d'exploitation des centrales et autres(3)	(92)	(128)	(183)	(250)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(10)	(21)	(19)
BAIIA comparable(1)	38	89	74	151
Amortissement	(30)	(24)	(60)	(54)
BAII comparable(1)	8	65	14	97

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

(2) Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés financiers 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.

(3) 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 2011.

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

(non audité)	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	1 787	1 941	2 941	3 232
Achats	1 687	1 181	3 641	3 120
	3 474	3 122	6 582	6 352
Capacité disponible des centrales(1)	82 %	86 %	81 %	84 %

(1) 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.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est établi respectivement à 38 millions de dollars US et à 74 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, soit à respectivement 51 millions de dollars US et 77 millions de dollars US de moins que les chiffres inscrits pour les périodes correspondantes de 2011. Les reculs sont principalement attribuables à la baisse des prix réalisés pour l'électricité, qui ont subi l'incidence défavorable d'un affaiblissement des prix du gaz naturel et de la demande d'électricité, à l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge ainsi qu'à la réduction des débits d'eau dans les installations hydroélectriques aux États-Unis.

Les volumes des ventes physiques se sont accrus au deuxième trimestre de 2012 comparativement au deuxième trimestre de 2011 principalement du fait de l'accroissement des achats à la suite des nouvelles ventes conclues sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre, bien que les volumes d'électricité produite aient baissé en raison surtout d'un recul de la production d'hydroélectricité.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés respectivement à 192 millions de dollars US et à 353 millions de dollars US, soit à 32 millions de dollars US et à 126 millions de dollars US de moins qu'aux périodes correspondantes de 2011. Les replis, qui proviennent essentiellement de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes d'électricité produite par les installations hydroélectriques aux États-Unis, ont été quelque peu atténués par l'accroissement des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus.

Les produits tirés de la capacité se sont établis respectivement à 66 millions de dollars US et à 106 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, soit à 8 millions de dollars US et à 7 millions de dollars US de moins que pour les périodes correspondantes de 2011, en raison d'une baisse des prix réalisés pour la capacité dans l'État de New York et en Nouvelle-Angleterre.

À 122 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 2012, les achats de produits de base revendus ont progressé de 38 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 industriel, commercial et de gros, ainsi que de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge, en partie contrés par le fléchissement des prix réalisés pour l'électricité. Les achats de produits de base revendus de 205 millions de dollars US constatés pour le semestre clos le 30 juin

2012 affichent une baisse de 10 millions de dollars US par rapport aux achats inscrits pour le premier semestre de 2011, en raison surtout du fléchissement des prix réalisés pour l'électricité.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont respectivement établis à 92 millions de dollars US et à 183 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, montants inférieurs de 36 millions de dollars US et de 67 millions de dollars US à ceux des périodes correspondantes de 2011, principalement à cause du recul des prix du gaz naturel combustible.

Au 30 juin 2012, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 2 500 GWh d'électricité, ou 46 % de leur production prévue, pour le reste de 2012 et pour quelque 2 200 GWh, ou 26 % de leur production prévue, pour l'exercice 2013. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant, 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 respectivement de 17 millions de dollars et de 30 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, contre 17 millions de dollars et 45 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2011. La diminution du BAIIA comparable pour le semestre clos le 30 juin 2012 par rapport au semestre correspondant de 2011 est principalement attribuable au rétrécissement des écarts saisonniers dans les prix réalisés pour le gaz naturel au premier trimestre de 2012.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs comparables[1]

(non audité) *(en millions de dollars)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Intérêts sur la dette à long terme[2]				
Libellée en dollars CA	127	122	255	244
Libellée en dollars US	183	180	369	362
Change	-	(5)	-	(8)
	310	297	624	598
Intérêts divers et amortissement	5	7	7	13
Intérêts capitalisés	(76)	(68)	(150)	(165)
Intérêts débiteurs comparables[1]	239	236	481	446

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

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les intérêts débiteurs comparables se sont établis à respectivement 239 millions de dollars et 481 millions de dollars, soit une hausse de 3 millions de dollars et de 35 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2011. La hausse pour le semestre clos le 30 juin 2012 s'explique principalement par les intérêts débiteurs accrus sur les émissions de titres d'emprunt de 500 millions de dollars US en mars 2012 et de 750 millions de dollars en novembre 2011 et sur l'émission de titres d'emprunt de TC PipeLines, LP de 350 millions de dollars US en juin 2011 ainsi que par l'incidence négative du raffermissement du dollar US sur l'intérêt libellé en dollars US et la baisse des intérêts capitalisés pour Keystone, Coolidge et Guadalajara en raison de la mise en service de ces actifs. Ces hausses ont été

partiellement annulées par les gains supérieurs réalisés en 2012 comparativement à 2011 au titre des instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux augmentations des taux d'intérêt auquel la société est exposée et l'incidence de l'échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US en 2012 et 2011.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les intérêts créditeurs et autres comparables se sont repliés de respectivement 9 millions de dollars et 12 millions de dollars pour s'établir à 19 millions de dollars et 44 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2011. Ces baisses s'expliquent avant tout par les gains réalisés inférieurs, en 2012 par rapport à 2011, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition nette de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Les impôts sur le bénéfice comparables se sont établis à 91 millions de dollars et à 231 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, comparativement à 139 millions de dollars et à 326 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2011. Ces diminutions s'expliquent principalement par le résultat avant les impôts inférieur en 2012 comparativement à 2011 et par la modification de la proportion du bénéfice généré entre les juridictions canadiennes et étrangères.

Situation de trésorerie et sources de financement

TransCanada croit que sa situation financière et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long termes, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes. La situation de trésorerie de TransCanada est appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation qui sont prévisibles, par la disponibilité de soldes de caisse, et par des facilités de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées de 1,0 milliard de dollars US, de 1,0 milliard de dollars US, de 300 millions de dollars US et de 2,0 milliards de dollars arrivant à échéance respectivement en octobre 2012, novembre 2012, février 2013 et octobre 2016. Ces facilités appuient les trois programmes de papier commercial de la société. En outre, au 30 juin 2012, la quote-part de TransCanada de la capacité inutilisée aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par la société s'établissait à 89 millions de dollars, ces facilités venant à échéance en 2016. Toujours au 30 juin 2012, TransCanada disposait encore de fonds de 2,0 milliards de dollars, 1,25 milliard de dollars et 3,5 milliards de dollars US, respectivement aux termes de ses prospectus préalables au Canada et aux États-Unis visant des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt. Les risques à l'égard de la situation de trésorerie de TransCanada, des marchés et autres sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Activités d'exploitation

Fonds provenant de l'exploitation[1]

(non audité) *(en millions de dollars)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	2011	Semestres clos les 30 juin 2012	2011
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation[1]	729	847	1 600	1 691
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	14	46	(155)	65
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	743	893	1 445	1 756

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation ont diminué de 150 millions de dollars et de 311 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, comparativement aux mêmes périodes de 2011, et ce, en grande partie en raison des variations du fonds de roulement d'exploitation.

Au 30 juin 2012, l'actif à court terme de TransCanada atteignait 2,8 milliards de dollars alors que son passif à court terme s'établissait à 5,4 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un fonds de roulement négatif de 2,6 milliards de dollars. La société est d'avis que cet écart peut être géré compte tenu de sa capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation ainsi que de son accès continu aux marchés financiers.

Activités d'investissement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 397 millions de dollars et 861 millions de dollars (487 millions de dollars et 1 088 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011) et elles se rapportaient principalement à l'expansion du réseau de l'Alberta ainsi qu'à celle du réseau d'oléoducs de Keystone. Les participations comptabilisées à la valeur de consolidation de respectivement 197 millions de dollars et 413 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (121 millions de dollars et 238 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011) visaient principalement l'investissement de la société pour la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power.

Activités de financement

En mars 2012, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 2 mars 2015 et portant intérêt à un taux annuel de 0,875 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en novembre 2011. Le produit net de cette émission a servi à des fins générales et à la réduction de la dette à court terme.

En mai 2012, TCPL a racheté des billets à moyen terme à 8,625 % d'un montant de 200 millions de dollars US. En janvier 2012, TransCanada PipeLine USA Ltd. a remboursé le solde du capital de 500 millions de dollars US sur un emprunt à terme de cinq ans.

La société croit qu'elle a la capacité de financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie qu'elle génère en interne, à son accès continu aux marchés financiers et à ses liquidités, appuyés par des facilités de crédit confirmées de plus de 4 milliards de dollars. La souplesse financière de TransCanada est étayée par les occasions de gestion de portefeuille, notamment une participation régulière avec TC PipeLines, LP.

Dividendes

Le 26 juillet 2012, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2012, un dividende trimestriel de 0,44 $ par action ordinaire en circulation. Le dividende est payable le 31 octobre 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 septembre 2012. De plus, des dividendes trimestriels de 0,2875 $ et de 0,25 $ par action privilégiée ont été déclarés respectivement pour les actions privilégiées de série 1 et de série 3, pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2012. Les dividendes sont payables le 28 septembre 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 août 2012. Par ailleurs, un dividende trimestriel de 0,275 $ par action privilégiée a été déclaré pour les actions privilégiées de série 5 pour la période qui sera close le 30 octobre 2012. Le dividende est payable le 30 octobre 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 septembre 2012.

Obligations contractuelles

Exception faite des réductions des engagements d'achat de produits de base axés sur les prix du marché d'environ 1,1 milliard de dollars, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada pour la période du 31 décembre 2011 au 30 juin 2012, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TransCanada paraissant dans le rapport annuel 2011 de TransCanada.

Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Les états financiers consolidés condensés de TransCanada ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les chiffres comparatifs, qui étaient antérieurement présentés conformément aux PCGR du Canada, ont été ajustés au besoin afin d'être conformes aux conventions comptables de la société conformément aux PCGR des États-Unis. Les montants ajustés au titre des PCGR des États-Unis dans les états financiers consolidés condensés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont les mêmes que ceux qui ont été antérieurement présentés par la société dans le rapprochement avec les PCGR des États-Unis du 30 juin 2011. Les montants ajustés au titre des PCGR des États-Unis en date du 31 décembre 2011 sont les mêmes que ceux présentés dans la note 25 afférente aux états financiers consolidés audités de 2011 de TransCanada inclus dans le rapport annuel 2011 de TransCanada. Les principales conventions comptables et les estimations comptables critiques utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans le rapport annuel 2011 de TransCanada, exception faite de ce qui est décrit ci-dessous, qui présente les principales conventions comptables de la société qui ont été modifiées en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis.

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Modifications de conventions comptables

Modifications des principales conventions comptables en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis

Principes de consolidation
Les états financiers consolidés condensés comprennent les comptes de TransCanada et de ses filiales. La société consolide ses participations dans des entités sur lesquelles elle peut exercer un contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TransCanada suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TransCanada constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs.

Stocks
Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange, le combustible et les stocks de gaz naturel, sont comptabilisés au coût moyen pondéré ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

Impôts sur le bénéfice
La société applique la méthode du report d'impôts variable pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient être soit recouvrés, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta et à Foothills, qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Régimes d'avantages sociaux et autres
La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et d'autres régimes d'avantages complémentaires de retraite. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des autres régimes d'avantages complémentaires de retraite est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages complémentaires de retraite peuvent être recouvrés par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains et les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages complémentaires de retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Coûts de transaction liés à la dette à long terme
La société constate les coûts de transaction liés à la dette à long terme en tant qu'actifs reportés et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification.

Garanties
La société constate la juste valeur de certaines garanties au moment de leur prise d'effet. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les montants reportés.

Modifications de conventions comptables pour 2012

Évaluation à la juste valeur
Le 1er janvier 2012, la société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») sur les évaluations à la juste valeur publié par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de troisième niveau.

Actifs incorporels – Écart d'acquisition et autres
Le 1er janvier 2012, la société a adopté l'ASU publié par le FASB pour l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur. L'adoption de l'ASU a donné lieu à une modification de convention comptable liée à l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur, puisque la société peut désormais, aux termes des PCGR des États-Unis, évaluer d'abord les facteurs qualitatifs qui influent sur la juste valeur d'une unité d'exploitation comparativement au montant comptable dans le but de déterminer si elle doit effectuer le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes.

Modifications comptables futures

Compensation dans le bilan
En décembre 2011, le FASB a publié une recommandation modifiée visant à rehausser les obligations d'information pour permettre aux utilisateurs d'états financiers d'évaluer l'incidence ou l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise. Les modifications donnent lieu à la présentation d'informations plus détaillées en exigeant des informations supplémentaires sur les instruments financiers et les instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR des États-Unis en vigueur ou d'un accord de compensation cadre exécutoire. Cette recommandation s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1er janvier 2013. L'adoption de ces modifications devrait donner lieu à la présentation d'informations plus détaillées au sujet des instruments financiers faisant l'objet d'une compensation tel qu'il est décrit dans les modifications en question.

Instruments financiers et gestion des risques

TransCanada continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de crédit lié aux contreparties et d'illiquidité auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque d'illiquidité
À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception

faite des montants se rapportant aux actifs dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 juin 2012, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 juin 2012, la concentration du risque de crédit de la société était de 288 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

La société continue de gérer le risque d'illiquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 30 juin 2012, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 10,4 milliards de dollars (10,2 milliards de dollars US) et une juste valeur de 13,3 milliards de dollars (13,1 milliards de dollars US). Au 30 juin 2012, un montant de 63 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 51 millions de dollars (66 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les actifs incorporels et les autres actifs, un montant de 13 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les créditeurs et un montant de 57 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers autonomes.

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Actif (passif) *(non audité)* *(en millions de dollars)*	30 juin 2012 Juste valeur[1]	30 juin 2012 Montant nominal ou en capital	31 décembre 2011 Juste valeur[1]	31 décembre 2011 Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2012 à 2019)[2]	44	4 050 US	93	3 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2012)	-	700 US	(4)	725 US
	44	4 750 US	89	4 575 US

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

(2) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 7 millions de dollars et 14 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

	30 juin 2012		31 décembre 2011	
(non audité) *(en millions de dollars)*	Valeur comptable[1]	Juste valeur[2]	Valeur comptable[1]	Juste valeur[2]
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	490	490	654	654
Débiteurs et autres[3]	1 267	1 319	1 359	1 403
Actifs disponibles à la vente[3]	35	35	23	23
	1 792	1 844	2 036	2 080
Passifs financiers[4]				
Billets à payer	2 449	2 449	1 863	1 863
Créditeurs et montants reportés[5]	1 044	1 044	1 329	1 329
Intérêts courus	363	363	365	365
Dette à long terme	18 417	23 862	18 659	23 757
Billets subordonnés de rang inférieur	1 018	1 049	1 016	1 027
	23 291	28 767	23 232	28 341

(1) Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2011) au titre de la dette à long terme qui est constaté à la juste valeur. Cette dette constatée à la juste valeur de façon récurrente est classée dans la catégorie de juste valeur de deuxième niveau selon l'approche bénéfices en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

(2) L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs financiers constatée au coût après amortissement pour laquelle la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable serait incluse dans le deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfices en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

(3) Au 30 juin 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des actifs financiers de 1,0 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2011) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les autres actifs à court terme et de 262 millions de dollars (247 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les actifs incorporels et autres actifs.

(4) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 comprenait respectivement un gain de 3 millions de dollars et une perte de 12 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011) en raison d'ajustements de la juste valeur liée à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2011) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

(5) Au 30 juin 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des passifs financiers de 919 millions de dollars (1 192 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les créditeurs et de 125 millions de dollars (137 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

30 juin 2012 *(non audité)* *(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)*	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction[1]				
Justes valeurs[2]				
Actifs	224 $	150 $	1 $	18 $
Passifs	(255)$	(187)$	(18)$	(18)$
Valeurs nominales				
Volumes[3]				
Achats	33 110	109	-	-
Ventes	33 374	85	-	-
En dollars CA	-	-	-	620
En dollars US	-	-	1 369 US	200 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période[4]				
Trimestre clos le 30 juin 2012	(12)$	4$	(14)$	-
Semestre clos le 30 juin 2012	(19)$	(10)$	(8)$	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période[4]				
Trimestre clos le 30 juin 2012	(6)$	(5)$	6 $	-
Semestre clos le 30 juin 2012	9 $	(15)$	15 $	-
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012-2013	2013-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture[5][6]				
Justes valeurs[2]				
Actifs	38 $	-	-	12 $
Passifs	(242)$	(15)$	(36)$	-
Valeurs nominales				
Volumes[3]				
Achats	22 279	4	-	-
Ventes	9 310	-	-	-
En dollars US	-	-	42 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période[4]				
Trimestre clos le 30 juin 2012	(26)$	(8)$	-	2 $
Semestre clos le 30 juin 2012	(58)$	(14)$	-	3 $
Dates d'échéance	2012-2018	2012-2013	2012-2014	2013-2015

(1) Tous les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

(2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi^3.

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 12 millions de dollars et

une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(6) Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2011
(non audité)

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction[1]				
Justes valeurs[2][3]				
Actifs	185 $	176 $	3 $	22 $
Passifs	(192)$	(212)$	(14)$	(22)$
Valeurs nominales[3]				
Volumes[4]				
Achats	21 905	103	-	-
Ventes	21 334	82	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 269 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période[5]				
Trimestre clos le 30 juin 2011	4 $	(9)$	(2)$	1 $
Semestre clos le 30 juin 2011	3 $	(26)$	-	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période[5]				
Trimestre clos le 30 juin 2011	6 $	(15)$	12 $	-
Semestre clos le 30 juin 2011	5 $	(41)$	33 $	1 $
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012	2012-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture[6][7]				
Justes valeurs[2][3]				
Actifs	16 $	3 $	-	13 $
Passifs	(277)$	(22)$	(38)$	(1)$
Valeurs nominales[3]				
Volumes[4]				
Achats	17 188	8	-	-
Ventes	8 061	-	-	-
En dollars US	-	-	73 US	600 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période[5]				
Trimestre clos le 30 juin 2011	(13)$	(5)$	-	(4)$
Semestre clos le 30 juin 2011	(56)$	(8)$	-	(9)$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2012-2015

(1) Tous les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

(2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

(3) Au 31 décembre 2011.

(4) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi^3.

(5) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat

étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

(6) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 13 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 31 décembre 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(7) Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

(non audité) *(en millions de dollars)*	30 juin 2012	31 décembre 2011
À court terme		
Autres actifs à court terme	343	361
Créditeurs	(510)	(485)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	214	202
Montants reportés	(331)	(349)

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

Trimestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars, avant les impôts)*	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêts	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	44	(48)	(4)	(14)	4	(1)	-	(3)
Reclassement des gains et (des pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	28	(2)	15	24	-	-	4	8
Gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice (partie inefficace)	7	1	1	1	-	-	-	-

Semestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars, avant les impôts)*	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêts	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(22)	(104)	(14)	(25)	1	(7)	-	(3)
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	75	32	28	52	-	-	10	17
Gains et (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice (partie inefficace)	1	-	(1)	(1)	-	-	-	-

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des assurances financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 2012, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel étant en position nette créditrice était de 86 millions de dollars (96 millions de dollars en 2011), et la société a fourni à ce titre des garanties de 23 millions de dollars (5 millions de dollars en 2011) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats étaient déclenchées au 30 juin 2012, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 63 millions de dollars (91 millions de dollars en 2011). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie de la juste valeur

Les actifs et les passifs de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt compris dans les actifs et les passifs inclus dans le deuxième niveau est déterminée selon l'approche bénéfices. La juste valeur des produits de base pour l'électricité et le gaz compris dans les actifs et les passifs est déterminée selon l'approche marché. Selon ces deux approches, l'évaluation est fondée sur une extrapolation des données, autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données sont observables directement ou indirectement. Ces données comprennent les taux de change publiés, les taux d'intérêt, les courbes des swaps de taux d'intérêt, les courbes de rendement et les prix indiqués par les fournisseurs externes de services de données. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le premier niveau et le deuxième niveau auraient lieu. Pour les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau évaluée de façon récurrente est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le deuxième niveau et le troisième niveau selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés à faible liquidité sont incluses dans le troisième niveau de la hiérarchie de la juste valeur, puisque les prix des produits de base connexes ne sont pas facilement observables. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les caractéristiques d'exploitation des installations de production dans les marchés sur lesquels la société est présente. Les données du modèle comprennent les mécanismes principaux du marché tels que les prix du combustible, les ajouts et les retraits à l'alimentation en énergie, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes de transport. À long terme, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont fondés sur une perspective de l'offre et de la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. La direction et le conseil d'administration passent périodiquement en revue les prix à long terme. Une baisse marquée des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou une augmentation de l'offre d'électricité ou de gaz naturel donnerait lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le troisième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
(non audité) *(en millions de dollars, avant les impôts)*	30 juin 2012	31 déc. 2011	30 juin 2012	31 déc. 2011	30 juin 2012	31 déc. 2011	30 juin 2012	31 déc. 2011
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	30	36	-	-	30	36
Contrats de change	-	-	114	141	-	-	114	141
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	245	201	11	-	256	201
Contrats sur produits de base pour le gaz	114	124	32	55	-	-	146	179
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(18)	(23)	-	-	(18)	(23)
Contrats de change	-	-	(123)	(102)	-	-	(123)	(102)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(487)	(454)	(4)	(15)	(491)	(469)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(176)	(208)	(22)	(26)	-	-	(198)	(234)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	35	23	-	-	-	-	35	23
	(27)	(61)	(229)	(172)	7	(15)	(249)	(248)

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau :

	Instruments dérivés[1][2]			
	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(non audité) *(en millions de dollars, avant les impôts)*	2012	2011	2012	2011
Solde au début de la période	(11)	(13)	(15)	(8)
Nouveaux contrats	-	-	-	1
Règlements	(1)	-	(1)	-
Transferts du troisième niveau[3]	1	-	1	-
Total des gains (pertes) inclus dans les autres éléments du résultat étendu	18	(17)	22	(23)
Solde à la fin de la période	7	(30)	7	(30)

(1) La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés est présentée sur une base nette.

(2) Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, il n'y avait aucun gain non réalisé ni aucune perte non réalisée inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés toujours détenus à la date du bilan (néant en 2011).

(3) Lorsqu'ils approchent de leur échéance, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 12 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 30 juin 2012.

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2011 de TransCanada. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2011.

Contrôles et procédures

Au 30 juin 2012, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de TransCanada dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TransCanada étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable au 30 juin 2012.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, il ne s'est produit aucun changement concernant le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Perspectives

Depuis leur présentation, dans le rapport annuel 2011 de TransCanada, les perspectives générales de la société au sujet des résultats pour 2012 seront soumises à l'incidence négative de la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A rendue en juillet 2012, aux termes de laquelle la société ne constatera pas le résultat de la CAE de Sundance A d'ici à ce que les groupes électrogènes soient remis en service, ce qui n'est pas prévu pour 2012. Par ailleurs, le retard dans la remise en service du réacteur 2 de Bruce Power aura des répercussions légèrement défavorables sur les perspectives de la société au sujet des résultats. De plus, la demande réduite de gaz naturel et d'électricité en raison des températures plus élevées que la normale cumulée à une production de gaz naturel qui demeure forte aux États-Unis ont donné lieu à des stocks très élevés et à des prix très bas pour le gaz naturel, ce qui pourrait se répercuter sur les produits des gazoducs des États-Unis et les prix de l'électricité pour les installations énergétiques au Canada et aux États-Unis. Les perspectives de la société pour ce qui est des résultats pourraient par ailleurs être touchées par l'incertitude et la résolution finale des questions entourant le prix des ventes de capacité dans l'État de New York et le recours en force majeure visant Bruce Power, ainsi qu'il est commenté sous la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2011 de TransCanada.

Faits nouveaux

Gazoducs

Réseau principal au Canada
Demande de droits pour 2012-2013
En 2011, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande tarifaire détaillée en vue de modifier la structure et les modalités de service du réseau principal au Canada. L'audience convoquée relativement à cette demande a débuté le 4 juin 2012 et devrait se conclure à la fin de septembre. La décision de l'ONÉ est attendue au quatrième trimestre de 2012 ou au premier trimestre de 2013.

Dans le cadre de l'audience relative au réseau principal, TransCanada a déposé des prévisions à jour concernant le débit sur un horizon de 2013 à 2020. Étant donné le recul des prix du gaz naturel d'en moyenne 1,40 $ le gigajoule comparativement aux prévisions précédentes, les rentrées de fonds du réseau principal dans l'Ouest devraient baisser en moyenne d'environ 1 milliard de pieds cubes par jour au cours de la période de prévision.

Expansion des installations de Marcellus
L'ONÉ a approuvé en mai 2012 la demande modifiée de TransCanada, déposée en novembre 2011, concernant la construction de nouvelles installations pipelinières pour approvisionner le sud de l'Ontario en gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus. Compte tenu du nombre d'exigences de conformité qui sont liées à l'approbation, la date du 1er novembre 2012 qui était prévue pour la mise en service pourrait être reportée.

Appel de soumissions visant la nouvelle capacité du réseau principal
Pour répondre à la demande de capacité en vue d'amener au Canada une partie de l'approvisionnement supplémentaire provenant de la formation schisteuse de Marcellus, TransCanada a tenu un autre appel de soumissions visant une nouvelle capacité de transport garanti depuis le point de réception intégré du réseau principal au Canada, à Niagara et Chippawa, et d'autres points de réception, jusqu'à tous les points de livraison, y compris des points à l'est de Parkway. Conclu en mai 2012, l'appel de soumissions a suscité un intérêt marqué de la part des expéditeurs. TransCanada s'emploie présentement à conclure des ententes préalables avec les parties intéressées, processus qui devrait se terminer cet été. Les ententes conclues préciseront le niveau des nouveaux contrats de transport garanti à long terme (10 ans), dont les points de réception et de livraison particuliers, ce qui permettra de déterminer si de nouvelles installations sont nécessaires, entre Parkway et Maple par exemple.

Réseau de l'Alberta
Projets d'expansion
Au cours des six premiers mois de 2012, TransCanada a mis en service dix projets pipeliniers distincts visant le réseau de l'Alberta, au coût approximatif de 600 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, a été mis en service en mai 2012 au coût approximatif de 250 millions de dollars.

L'ONÉ a approuvé d'autres prolongements et agrandissements du réseau de l'Alberta, dont le coût total s'élève approximativement à 630 millions de dollars, notamment, en juin 2012, 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. Le projet, dont le coût de construction est évalué à 162 millions de dollars, devrait permettre de transporter des volumes accrus de gaz naturel afin de répondre à la demande dans le nord-est de l'Alberta. D'autres projets dont le coût total tourne autour de 340 millions de dollars sont en instance d'approbation par l'ONÉ, y compris celui de Komie North, qui prolongerait le réseau de l'Alberta plus avant dans la zone de Horn River.

Intégration commerciale d'ATCO Pipelines
L'intégration commerciale d'ATCO Pipelines (« ATCO ») au réseau de l'Alberta s'est amorcée en octobre 2011. TransCanada continue de travailler avec ATCO pour recueillir des renseignements sur l'étape finale de l'intégration, qui consiste en un échange d'actifs pipeliniers de valeur égale et qui exige l'approbation de l'Alberta Utilities Commission et de l'ONÉ.

Convention d'extraction des LGN
Le réseau de l'Alberta a demandé à l'ONÉ l'autorisation de suspendre le processus relatif à sa demande visant le modèle d'extraction des liquides de gaz naturel (« NEXT »), autorisation qui lui a été accordée. La demande de suspension est motivée par la faiblesse des prix du gaz naturel et les répercussions possibles d'une mise en œuvre du modèle en situation de production de gaz pauvre. Les possibilités récemment établies d'accroître la quantité de LGN pouvant être extraits ont également contribué à la demande de suspension. Les changements

possibles au modèle NEXT feront l'objet de discussions avec l'industrie et, selon les modalités de la suspension approuvée, une mise à jour devra être déposée auprès de l'ONÉ d'ici le milieu d'octobre 2012.

Projet GasLink
TransCanada a été choisie par Shell Canada Limited (« Shell ») et ses partenaires pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet GasLink, un gazoduc côtier dont le coût est évalué à 4 milliards de dollars et qui transporterait du gaz naturel de la zone productrice de Montney, près de Dawson Creek en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations d'exportation de gaz naturel liquéfié LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique, qui ont été annoncées récemment. Le projet LNG Canada est une coentreprise dirigée par Shell et dont les partenaires sont Korea Gas Corporation, Mitsubishi Corporation et PetroChina Company Limited. Le gazoduc d'environ 700 km de long devrait présenter une capacité initiale supérieure à 1,7 milliard de pieds cubes par jour. Sa mise en service aurait lieu vers la fin de la décennie. Un prolongement contractuel du réseau de l'Alberta utilisant la capacité du projet GasLink vers un point situé près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique, permettrait à TransCanada d'offrir des services de transport de gaz naturel à des gazoducs d'interconnexion qui desservent la côte Ouest. TransCanada prévoit susciter l'intérêt des expéditeurs et obtenir des engagements à l'égard d'un tel service au moyen d'un appel de soumissions qui se tiendrait à la fin de 2012.

Projet de gazoduc de l'Alaska
Les producteurs du versant nord de l'Alaska (ExxonMobil, ConocoPhillips et BP) et TransCanada, par le truchement de sa participation dans le projet de gazoduc de l'Alaska, se sont entendus quant au plan de travail visant la commercialisation des ressources gazières du versant nord au moyen d'une option GNL. En mai 2012, TransCanada a reçu l'approbation de l'État de l'Alaska pour mettre un frein aux travaux relatifs au tracé reliant l'Alaska à l'Alberta afin de se concentrer sur l'option GNL. Grâce à cette approbation, TransCanada est en mesure de reporter au-delà de la date limite initiale de l'automne 2012 son obligation de déposer une demande de certificat auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») relativement au tracé en Alberta.

Projet gazier Mackenzie
Les activités de projet ont été pour la plupart suspendues en raison des conditions du marché gazier. Les futures obligations financières de TransCanada à l'égard de l'Aboriginal Pipeline Group pendant la période de suspension devraient être modiques.

Oléoducs

Réseau d'oléoducs Keystone
En mai 2012, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ et de la FERC une demande modifiée visant les droits fixes exigibles sur le prolongement de Cushing du réseau d'oléoducs Keystone. Les droits modifiés, qui tiennent compte des coûts de projet définitifs se rapportant au réseau, sont entrés en vigueur le 1er juillet 2012.

Projet de la côte du golfe
La société a annoncé en février 2012 que la portion du projet Keystone XL visant le prolongement de l'oléoduc de Cushing jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique avait sa propre valeur indépendante sur le marché et qu'il serait construit en tant que projet autonome et non pas dans le cadre du processus de demande de permis présidentiel. 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. TransCanada s'attend à entreprendre les travaux de construction cet été et à mettre le projet en service vers le milieu ou la fin de 2013. En date du 30 juin 2012, une somme de 0,9 milliard de dollars US avait été investie dans le projet. Est inclus dans le coût de 2,3 milliards de dollars US, le coût de 300 millions de dollars US du latéral de Houston, une canalisation latérale qui s'étendra sur 76 km (47 milles) afin d'acheminer du pétrole brut jusqu'à des raffineries de Houston.

Oléoduc Keystone XL
En mai 2012, TransCanada a déposé auprès du Département d'État une demande de permis présidentiel (permis transfrontalier) relativement à l'oléoduc Keystone XL, visant plus particulièrement la portion allant de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska. TransCanada joindra à sa demande un tracé de rechange dans le Nebraska, dès que ce tracé sera déterminé.

La société continue de collaborer avec le département de la qualité de l'environnement du Nebraska (« DQEN ») dans le but de mettre la dernière main au tracé de rechange de l'oléoduc Keystone XL, qui permettra d'éviter la région des Sandhills. Elle a en outre présenté au DQEN ses plans relativement à des couloirs pipeliniers de rechange, de même qu'à un couloir privilégié. Le DQEN a tenu des séances portes ouvertes relativement aux tracés proposés et l'État du Nebraska a fait savoir qu'il s'attend à conclure son examen d'ici quelques mois.

L'examen environnemental du projet Keystone XL, qui s'est étalé sur plus de trois ans et qui a pris fin l'été dernier, est l'un des processus les plus exhaustifs menés jusqu'ici pour un pipeline transfrontalier. Étant donné l'ampleur des travaux d'examen, TransCanada s'attend à ce que le permis transfrontalier soit traité dans les meilleurs délais et à ce qu'une décision soit rendue une fois le nouveau tracé déterminé dans le Nebraska. Le Département d'État a indiqué qu'il s'attend à rendre sa décision relativement au projet d'ici le premier trimestre de 2013.

Le coût en capital de l'oléoduc de 36 pouces de diamètre est évalué à 5,3 milliards de dollars US et, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, TransCanada s'attend à ce que la mise en service ait lieu vers la fin de 2014 ou le début de 2015. En date du 30 juin 2012, une somme de 1,5 milliard de dollars US avait été investie dans le projet.

Terminal de Keystone à Hardisty
En mai 2012, TransCanada a annoncé qu'elle avait obtenu des engagements à long terme exécutoires visant plus de 500 000 b/j pour le terminal de Keystone à Hardisty. Devant un appui commercial aussi solide, la société a décidé d'accroître l'ampleur du projet pour en faire passer la capacité proposée de 2,0 millions de barils à 2,6 millions de barils au terminal situé à Hardisty, en Alberta. Le projet de terminal de Keystone à Hardisty permettra aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler les lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, le terminal de Keystone à Hardisty devrait entrer en exploitation vers la fin de 2014 et coûter environ 275 millions de dollars.

Énergie

Bruce Power
En mars 2012, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») a donné à Bruce Power l'autorisation de remettre en marche le réacteur 2. En mai 2012, un incident s'est produit au sein du générateur électrique de ce réacteur, du côté non nucléaire de la centrale, ce qui en a retardé la synchronisation au réseau électrique de l'Ontario. Bruce Power a par conséquent présenté à l'OEO une déclaration de force majeure, qui, si elle est acceptée, ferait en sorte que le prix touché pour l'électricité produite par les réacteurs en exploitation de Bruce A ne soit pas modifié. Les travaux sont en cours pour réparer le générateur électrique du réacteur 2. Bruce Power s'attend à ce que les activités d'exploitation commerciale de ce réacteur débutent au quatrième trimestre de 2012.

Bruce Power a reçu l'autorisation de la CCSN de lever l'état d'arrêt garanti du réacteur 1 et de procéder à la remise en marche. La synchronisation du réacteur au réseau de l'Ontario devrait avoir lieu vers le milieu du troisième trimestre de 2012.

La quote-part de TransCanada du coût en capital net de la remise à neuf devrait s'élever à environ 2,4 milliards de dollars.

En juin 2012, le réacteur 3 de Bruce Power a été remis en service après l'exécution du programme de cessation d'exploitation West Shift Plus, qui avait été mis en branle en novembre 2011. Le coût approximatif du programme s'élève à 300 millions de dollars. Il s'agit d'un investissement qui joue un rôle crucial dans la stratégie de Bruce Power pour maximiser la durée utile de ses réacteurs et qui permettra au réacteur 3 de produire de l'électricité à faible coût jusqu'en 2021 tout au moins.

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

TransCanada a contesté les allégations de force majeure et de destruction économique aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévus dans la CAE. La procédure d'arbitrage exécutoire a pris fin au deuxième trimestre et une décision a été rendue le 20 juillet 2012. Le groupe d'arbitrage a déterminé que la CAE ne devrait pas être résiliée et il a instruit TransAlta de reconstruire les groupes électrogènes 1 et 2. Le groupe d'arbitrage a de plus limité le cas de force majeure de TransAlta à la période allant du 20 novembre 2011 jusqu'à la date à laquelle les groupes électrogènes pourront être remis en service de manière raisonnable. Conformément aux modalités de la décision d'arbitrage, TransAlta a l'obligation, aux termes de la CAE, de déployer tous les efforts raisonnables pour atténuer et limiter les incidences du cas de force majeure. TransAlta a annoncé qu'elle prévoyait que les groupes électrogènes seront remis en service à l'automne 2013.

Les résultats pour la période close le 30 juin 2012 reflètent l'incidence de cette décision. TransCanada avait constaté un BAIIA de 188 millions de dollars depuis le début de l'arrêt d'exploitation en décembre 2010 jusqu'à la fin de mars 2012 car la société estimait que les arrêts d'exploitation représentaient une interruption de l'approvisionnement. À la suite de cette décision, la société prévoit réaliser environ 138 millions de dollars sur ce montant. Le solde de 50 millions de dollars a été passé en charges dans les résultats du deuxième trimestre de 2012. La valeur comptable nette de la CAE de Sundance A constatée dans les actifs incorporels et autres actifs est entièrement récupérable aux termes de la CAE.

Ravenswood
Les prix au comptant visant les ventes de capacité sur le marché de la zone J de la ville de New York se sont révélés en moyenne supérieurs au premier semestre de 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, en raison surtout du contexte créé par la hausse des taux associés à la courbe de la demande, qui ont été rajustés à la fin du troisième trimestre de 2011, et des nouvelles règles adoptées par le New York Independent System Operator (« NYISO »), qui ont eu une incidence sur la manière d'évaluer la capacité sur ce marché. Les prix de la capacité ont en outre subi l'incidence positive d'une série de mises hors service de générateur ayant eu pour effet de réduire la capacité sur le marché.

En 2011, TransCanada et d'autres parties ont déposé conjointement auprès de la FERC deux plaintes officielles au sujet de l'application des règles d'établissement des prix par le NYISO. La FERC a répondu à la première des deux premières plaintes déposées 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. La deuxième plainte, probablement la plus importante des deux, est encore en instance.

Bécancour
En juin 2012, Hydro-Québec a informé TransCanada qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger jusqu'en 2013 l'entente visant l'interruption complète de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. Aux termes de l'entente d'interruption, Hydro-Québec a l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption chaque année, jusqu'à ce que la demande régionale d'électricité se rétablisse. Aux termes de cette entente, TransCanada continue de toucher des paiements de capacité d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal, alors que la production d'énergie et les paiements à cet égard sont interrompus.

Canadian Solar
À la fin de 2011, TransCanada a convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW, en contrepartie d'un montant d'environ 470 millions de dollars. Selon les modalités de l'entente, les travaux d'aménagement et de construction de chacun des neuf projets seront exécutés par Canadian Solar Solutions Inc., qui aura recours à des panneaux photovoltaïques. TransCanada achètera chacune des centrales lorsque les travaux de construction et les essais seront terminés et que les activités d'exploitation auront commencé selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO en vertu du programme de tarifs de rachats garantis de l'Ontario. La construction des deux premières centrales a débuté et leur mise en service devrait avoir lieu à la fin de 2012. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, TransCanada prévoit que les autres centrales seront mises en service en 2013 ou au début de 2014.

Renseignements sur les actions

Au 24 juillet 2012, TransCanada avait 704 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 22 millions d'actions privilégiées de série 1, 14 millions d'actions privilégiées de série 3 et 14 millions d'actions privilégiées de série 5 émises et en circulation pouvant être converties en respectivement 22 millions d'actions privilégiées de série 2, 14 millions d'actions privilégiées de série 4 et 14 millions d'actions privilégiées de série 6. En outre, elle avait en circulation 8 millions d'options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 5 millions d'options qui pouvaient être exercées au 24 juillet 2012.

Principales données financières trimestrielles consolidées [(1)]

(non audité)	2012		2011				2010	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	1 806	1 911	1 967	1 987	1 797	1 868	1 675	1 776
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	286	366	390	399	367	425	277	393
Données sur les actions								
Bénéfice net par action								
De base	0,39 $	0,50 $	0,53 $	0,55 $	0,50 $	0,59 $	0,38 $	0,55 $
Dilué	0,39 $	0,50 $	0,53 $	0,55 $	0,50 $	0,59 $	0,37 $	0,55 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,44 $	0,44 $	0,42 $	0,42 $	0,42 $	0,42 $	0,40 $	0,40 $

(1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR des États-Unis et sont présentées en dollars CA.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle
Dans le secteur des gazoducs, qui est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits annuels, le BAII et le bénéfice net fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des

règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Pour le secteur des oléoducs, qui est principalement constitué de la participation de la société dans le réseau d'oléoducs Keystone, le résultat repose surtout sur les engagements contractuels visant la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels, qui ne dépendent pas des livraisons réelles. Les produits, le BAII et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours du même exercice et les fluctuations découlent des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que de modifications des volumes transportés sur le marché au comptant et des droits connexes imputés. Les volumes transportés sur le marché au comptant dépendent de la demande des clients, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus pour les raffineries, installations terminales et pipelines ainsi que de circonstances hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits, le BAII et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du marché, de l'hydrologie, des prix de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux faits nouveaux ayant influé sur le BAII et le bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Au deuxième trimestre de 2012, le BAII comprenait une charge de 50 millions de dollars avant les impôts (37 millions de dollars après les impôts) découlant du processus d'arbitrage relatif à la CAE de Sundance A et des pertes réalisées nettes de 14 millions de dollars avant les impôts (13 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

- Au premier trimestre de 2012, le BAII comprenait des pertes réalisées nettes de 22 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

- Au quatrième trimestre de 2011, le BAII ne tenait pas compte des gains non réalisés nets de 11 millions de dollars avant les impôts (9 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

- Au troisième trimestre de 2011, le BAII du secteur de l'énergie tenait compte de l'incidence favorable des prix plus forts pour les installations énergétiques de l'Ouest. Le BAII comprenait des pertes non réalisées nettes de 43 millions de dollars avant les impôts (30 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

- Au deuxième trimestre de 2011, le BAII du secteur des gazoducs comprenait le résultat supplémentaire de Guadalajara, mis en service en juin 2011. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait le résultat supplémentaire de Coolidge, mis en service en mai 2011. Le BAII comprenait des pertes nettes non réalisées de 3 millions de dollars avant les impôts (2 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

- Au premier trimestre de 2011, le BAII du secteur des gazoducs comprenait le résultat supplémentaire de Bison, mis en service en janvier 2011. Le secteur des oléoducs a commencé à constater le BAII pour Wood River/Patoka et le prolongement du réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à Cushing en février 2011. Le BAII comprenait des pertes nettes non réalisées de 19 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

- Au quatrième trimestre de 2010, le BAII du secteur des gazoducs affiche un recul en raison de la constatation d'une provision au titre de l'évaluation de 146 millions de dollars avant les impôts (127 millions de dollars après les impôts) relativement aux avances à l'Aboriginal Pipeline Group dans le cadre du projet gazier Mackenzie. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la deuxième phase du projet éolien de Kibby, qui est entrée en service en octobre 2010, et des gains non réalisés nets de 46 millions de dollars avant les impôts (29 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

- Au troisième trimestre de 2010, le BAII du secteur des gazoducs a augmenté en raison de la constatation, sur neuf mois, d'un résultat supplémentaire lié au règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période de 2010 à 2012, ce qui a fait augmenter le bénéfice net de 33 millions de dollars. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la centrale de Halton Hills, qui est entrée en service en septembre 2010, et la perte non réalisée nette de 1 million de dollars avant les impôts (1 million de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

État consolidé condensé des résultats

(non audité) *(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	 2011	Semestres clos les 30 juin 2012	 2011
Produits				
Gazoducs	1 034	1 009	2 119	2 071
Oléoducs	251	211	510	346
Énergie	521	577	1 088	1 248
	1 806	1 797	3 717	3 665
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	65	80	125	201
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	727	647	1 434	1 256
Achats de produits de base revendus	167	157	346	395
Amortissement	346	330	690	650
	1 240	1 134	2 470	2 301
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	239	235	481	446
Intérêts créditeurs et autres	(5)	(25)	(36)	(55)
	234	210	445	391
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	397	533	927	1 174
Charge d'impôts				
Exigibles	39	42	95	148
Futurs	46	96	119	170
	85	138	214	318
Bénéfice net	312	395	713	856
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	26	28	61	64
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	286	367	652	792
Dividendes sur les actions privilégiées	14	14	28	28
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	272	353	624	764
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,39 $	0,50 $	0,89 $	1,09 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,44 $	0,42 $	0,88 $	0,84 $
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	704	702	704	700
Dilué	705	703	705	701

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	 2011	Semestres clos les 30 juin 2012	 2011
Bénéfice net	312	395	713	856
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers[1]	114	(38)	7	(154)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers[2]	(61)	23	(23)	72
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie[3]	28	(42)	(17)	(95)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie[4]	27	22	72	70
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des prestations au titre des services passés des régimes de retraite et autres régimes d'avantages complémentaires de retraite[5]	4	3	14	5
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation[6]	(3)	(2)	2	-
Autres éléments du résultat étendu	109	(34)	55	(102)
Résultat étendu	421	361	768	754
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	46	25	64	46
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	375	336	704	708
Dividendes sur les actions privilégiées	14	14	28	28
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	361	322	676	680

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars et de 8 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (charge de 11 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011).

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars et de 8 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (charge de 8 millions de dollars et de 27 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011).

(3) Déduction faite d'une charge d'impôts de 15 millions de dollars et d'un recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (recouvrement de 21 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 20 millions de dollars et de 41 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (charge de 12 millions de dollars et de 37 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011).

(5) Déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars et d'un recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (charge d'impôts de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011).

(6) Se rapporte principalement au reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et autres régimes d'avantages complémentaires de retraite et de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie contrebalancés par la variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie, déduction faite d'une charge d'impôts de néant et de 1 million de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (néant et charge d'impôts de 1 million de dollars pour les périodes respectives en 2011).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	Trimestres clos les 30 juin 2012	 2011	Semestres clos les 30 juin 2012	 2011
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	312	395	713	856
Amortissement	346	330	690	650
Impôts reportés	46	96	119	170
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(65)	(80)	(125)	(201)
Distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation	74	91	157	185
Charges au titre des avantages sociaux futurs supérieures (inférieures) à la capitalisation	5	1	12	(2)
Autres	11	14	34	33
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	14	46	(155)	65
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	743	893	1 445	1 756
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(397)	(487)	(861)	(1 088)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(197)	(121)	(413)	(238)
Montants reportés et autres	79	(1)	42	35
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(515)	(609)	(1 232)	(1 291)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(324)	(198)	(634)	(398)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(35)	(27)	(68)	(54)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	635	(545)	589	(411)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1	519	493	519
Réduction de la dette à long terme	(222)	(419)	(770)	(740)
Actions ordinaires émises	4	4	18	25
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais	-	321	-	321
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	59	(345)	(372)	(738)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	7	(3)	(5)	(15)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	294	(64)	(164)	(288)
Trésorerie et équivalents de trésorerie Au début de la période	196	436	654	660
Trésorerie et équivalents de trésorerie À la fin de la période	490	372	490	372

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	30 juin 2012	31 décembre 2011
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	490	654
Débiteurs	1 000	1 094
Stocks	235	248
Autres	1 068	1 114
	2 793	3 110
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 16 030 $ et 15 406 $	32 585	32 467
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 463	5 077
Écart d'acquisition	3 542	3 534
Actifs réglementaires	1 652	1 684
Actifs incorporels et autres actifs	1 496	1 466
	47 531	47 338
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	2 449	1 863
Créditeurs	1 995	2 359
Intérêts courus	363	365
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	589	935
	5 396	5 522
Passifs réglementaires	298	297
Montants reportés	893	929
Passifs d'impôts reportés	3 768	3 591
Dette à long terme	17 828	17 724
Billets subordonnés de rang inférieur	1 018	1 016
	29 201	29 079
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale Émises et en circulation : 30 juin 2012 – 704 millions d'actions 31 décembre 2011 – 704 millions d'actions	12 030	12 011
Actions privilégiées	1 224	1 224
Surplus d'apport	380	380
Bénéfices non répartis	4 632	4 628
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 397)	(1 449)
Participations assurant le contrôle	16 869	16 794
Participations sans contrôle	1 461	1 465
Capitaux propres	18 330	18 259
	47 531	47 338

Éventualités et garanties (note 8)

Événement postérieur (note 9)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du cumul des autres éléments du résultat étendu

(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite	Total
Solde au 31 décembre 2011	(643)	(281)	(525)	(1 449)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers[1]	4	-	-	4
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers[2]	(23)	-	-	(23)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie[3]	-	(17)	-	(17)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures[4][5]	-	72	-	72
Reclassement de pertes actuarielles et du coût des prestations au titre des services passés des régimes de retraite et régimes d'avantages complémentaires de retraite[6]	-	-	14	14
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation[7]	-	(6)	8	2
Solde au 30 juin 2012	(662)	(232)	(503)	(1 397)

(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite	Total
Solde au 31 décembre 2010	(683)	(194)	(366)	(1 243)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers[1]	(128)	-	-	(128)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers[2]	72	-	-	72
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie[3]	-	(98)	-	(98)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie[4][5]	-	65	-	65
Reclassement de pertes actuarielles et du coût des prestations au titre des services passés des régimes de retraite et régimes d'avantages complémentaires de retraite[6]	-	-	5	5
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation[7]	-	(5)	5	-
Solde au 30 juin 2011	(739)	(232)	(356)	(1 327)

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars et de gains liés aux participations sans contrôle de 3 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2012 (charge d'impôts de 40 millions de dollars; perte de 26 millions de dollars en 2011).

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2012 (charge d'impôts de 27 millions de dollars en 2011).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars et de pertes liées aux participations sans contrôle de néant pour le semestre clos le 30 juin 2012 (recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars; gain de 3 millions de dollars en 2011).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 41 millions de dollars et de pertes liées aux participations sans contrôle de néant pour le semestre clos le 30 juin 2012 (charges d'impôts de 37 millions de dollars; gain de 5 millions de dollars en 2011).

(5) Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie déclarées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 166 millions de dollars (105 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

(6) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2012 (charge d'impôts de 2 millions de dollars en 2011).

(7) Se rapporte principalement au reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et autres régimes d'avantages complémentaires de retraite, du reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie, annulés en partie par la variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie, déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2012 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2011).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	Semestres clos les 30 juin 2012	 2011
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 011	11 745
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	-	202
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	19	26
Solde à la fin de la période	12 030	11 973
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	1 224	1 224
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	380	349
Émission d'options sur actions, déduction faite des options exercées	-	1
Gain de dilution découlant des parts émises de TC PipeLines, LP	-	30
Solde à la fin de la période	380	380
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	4 628	4 273
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	652	792
Dividendes sur les actions ordinaires	(620)	(589)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(28)
Solde à la fin de la période	4 632	4 448
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(1 449)	(1 243)
Autres éléments du résultat étendu	52	(84)
Solde à la fin de la période	(1 397)	(1 327)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	16 869	16 698
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 465	1 157
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	61	64
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	3	(18)
Vente de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	-	321
Diminution de la participation de TCPL	-	(50)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(68)	(54)
Autres	-	(4)
Solde à la fin de la période	1 461	1 416
Total des capitaux propres	18 330	18 114

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »). Les chiffres comparatifs, qui étaient antérieurement présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des comptables Agréés* (« PCGR du Canada »), ont été ajustés au besoin afin d'être conformes aux conventions comptables de la société conformément aux PCGR des États-Unis. Les montants ajustés au titre des PCGR des États-Unis présentés dans les états financiers consolidés condensés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont les mêmes que ceux qui ont été antérieurement présentés par la société dans le rapprochement avec les PCGR des États-Unis du 30 juin 2011. Les montants ajustés en date du 31 décembre 2011 sont les mêmes que ceux présentés dans la note 25 afférente aux états financiers consolidés audités de 2011 de TransCanada inclus dans le rapport annuel 2011 de TransCanada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans le rapport annuel 2011 de TransCanada, exception faite de ce qui est décrit à la note 2, qui présente les principales conventions comptables de la société qui ont été modifiées en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2011 de TransCanada.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour refléter la situation financière et les résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2011 compris dans le rapport annuel 2011 de TransCanada.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur des gazoducs de la société en raison des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des consommateurs, les prix des marchés pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

Recours à des estimations et au jugement

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société.

2. Modifications de conventions comptables

Modifications des principales conventions comptables en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis

Principes de consolidation
Les états financiers consolidés condensés comprennent les comptes de TransCanada et de ses filiales. La société consolide ses participations dans des entités sur lesquelles elle peut exercer un contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TransCanada suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TransCanada constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs.

Stocks
Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange, le combustible et les stocks de gaz naturel, sont comptabilisés au coût moyen pondéré ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

Impôts sur le bénéfice
La société applique la méthode du report d'impôts variable pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient être soit recouvrés, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta et à Foothills, qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Régimes d'avantages sociaux et autres régimes
La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et d'autres régimes d'avantages complémentaires de retraite. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des autres régimes complémentaires de retraite est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du

résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu en étant amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages complémentaires de retraite peuvent être recouvrés par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains et les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages complémentaires de retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Coûts de transaction liés à la dette à long terme
La société constate les coûts de transaction liés à la dette à long terme en tant qu'actifs reportés et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification.

Garanties
La société constate la juste valeur de certaines garanties au moment de leur prise d'effet. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les montants reportés.

Modifications de conventions comptables pour 2012

Évaluation à la juste valeur
Le 1er janvier 2012, la société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») sur les évaluations à la juste valeur publié par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de troisième niveau.

Actifs incorporels – Écart d'acquisition et autres
Le 1er janvier 2012, la société a adopté l'ASU publié par le FASB pour l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur. L'adoption de l'ASU a donné lieu à une modification de convention comptable liée à l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur, puisque la société peut désormais, aux termes des PCGR des États-Unis, évaluer d'abord les facteurs qualitatifs qui influent sur la juste valeur d'une unité d'exploitation comparativement au montant comptable dans le but de déterminer si elle doit effectuer le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes.

Modifications comptables futures

Compensation dans le bilan
En décembre 2011, le FASB a publié une recommandation modifiée visant à rehausser les obligations d'information pour permettre aux utilisateurs d'états financiers d'évaluer l'incidence ou l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise. Les modifications donnent lieu à la présentation d'informations plus détaillées en exigeant des informations supplémentaires sur les instruments financiers et les instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR des États-Unis en vigueur ou d'un accord de compensation cadre exécutoire. Cette recommandation s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1er janvier 2013. L'adoption de ces modifications devrait donner lieu à la présentation d'informations plus détaillées au sujet des instruments financiers faisant l'objet d'une compensation tel qu'il est décrit dans les modifications en question.

3. Informations sectorielles

Trimestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars canadiens)*	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits	1 034	1 009	251	211	521	577	-	-	1 806	1 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	37	35	-	-	28	45	-	-	65	80
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(405)	(356)	(75)	(58)	(232)	(218)	(15)	(15)	(727)	(647)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(167)	(157)	-	-	(167)	(157)
Amortissement	(234)	(229)	(36)	(34)	(72)	(63)	(4)	(4)	(346)	(330)
	432	459	140	119	78	184	(19)	(19)	631	743
Intérêts débiteurs									(239)	(235)
Intérêts créditeurs et autres									5	25
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									397	533
Charge d'impôts									(85)	(138)
Bénéfice net									312	395
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(26)	(28)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									286	367
Dividendes sur les actions privilégiées									(14)	(14)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									272	353

Semestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars canadiens)*	Gazoducs 2012	Gazoducs 2011	Oléoducs[1] 2012	Oléoducs[1] 2011	Énergie 2012	Énergie 2011	Siège social 2012	Siège social 2011	Total 2012	Total 2011
Produits	2 119	2 071	510	346	1 088	1 248	-	-	3 717	3 665
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	83	78	-	-	42	123	-	-	125	201
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(811)	(688)	(161)	(94)	(418)	(435)	(44)	(39)	(1 434)	(1 256)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(346)	(395)	-	-	(346)	(395)
Amortissement	(466)	(457)	(72)	(57)	(145)	(129)	(7)	(7)	(690)	(650)
	925	1 004	277	195	221	412	(51)	(46)	1 372	1 565
Intérêts débiteurs									(481)	(446)
Intérêts créditeurs et autres									36	55
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									927	1 174
Charge d'impôts									(214)	(318)
Bénéfice net									713	856
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(61)	(64)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									652	792
Dividendes sur les actions privilégiées									(28)	(28)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									624	764

(1) Depuis février 2011, TransCanada comptabilise le résultat lié aux installations de Wood River/Patoka et au prolongement Cushing de Keystone.

Total de l'actif

(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	30 juin 2012	31 décembre 2011
Gazoducs	23 025	23 161
Oléoducs	9 691	9 440
Énergie	13 600	13 269
Siège social	1 215	1 468
	47 531	47 338

4. Impôts sur le bénéfice

Au 30 juin 2012, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 54 millions de dollars (52 millions de dollars au 31 décembre 2011). TransCanada impute aux charges d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Les charges fiscales nettes du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 comprennent néant au titre des intérêts débiteurs et 1 million de dollars au titre des pénalités (reprise de respectivement 3 millions de dollars et 2 millions de dollars sur les intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités en 2011). Au 30 juin 2012, la société avait constaté 8 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (7 millions de dollars au titre des intérêts et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2011).

Les taux d'intérêt effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011 étaient de respectivement 23,1 % et 27,0 %. Le taux d'intérêt effectif inférieur en 2012 découlait de la réduction du taux d'imposition canadien prévu par la loi et de la modification de la proportion du bénéfice généré entre les juridictions canadiennes et étrangères.

TransCanada prévoit que la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes aura lieu au cours des 12 prochains mois, ce qui devrait donner lieu à un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars. D'autre part, sous réserve des résultats des travaux de vérification par les autorités fiscales

et d'autres modifications législatives, TransCanada ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence importante sur ses états financiers.

5. Dette à long terme

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 76 millions de dollars et 150 millions de dollars (68 millions de dollars et 165 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011) relativement aux projets d'investissement.

En janvier 2012, TransCanada PipeLine USA Ltd. a remboursé le solde du capital de 500 millions de dollars US sur un emprunt à terme de cinq ans.

En mars 2012, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a émis des billets de premier rang échéant en 2015 et comportant un taux d'intérêt de 0,875 % pour une valeur de 500 millions de dollars US.

En mai 2012, TCPL a racheté des billets à moyen terme à 8,625% d'un montant de 200 millions de dollars US.

6. Avantages complémentaires de retraite

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages complémentaires de retraite de la société se présente comme suit :

	Trimestres clos les 30 juin				Semestres clos les 30 juin			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite	
(non audité) *(en millions de dollars canadiens)*	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Coût des services	17	13	-	1	33	27	1	1
Intérêts débiteurs	24	22	2	2	47	45	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(29)	(28)	(1)	(1)	(57)	(56)	(1)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle	4	2	1	1	9	5	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-	1	1	-	-
Amortissement de l'actif réglementaire	5	3	-	-	10	7	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1	-	-	1	1
Coût net constaté au titre des avantages	22	13	3	4	43	29	6	6

7. Instruments financiers et gestion des risques

Risque de crédit lié aux contreparties

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception faite des montants se rapportant aux actifs dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-après. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 juin 2012, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 juin 2012, la concentration du risque de crédit de la société était de 288 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 30 juin 2012, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 10,4 milliards de dollars (10,2 milliards de dollars US) et une juste valeur de 13,3 milliards de dollars (13,1 milliards de dollars US). Au 30 juin 2012, un montant de 63 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 51 millions de dollars (66 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les actifs incorporels et les autres actifs, un montant de 13 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les créditeurs et un montant de 57 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers autonomes.

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

	30 juin 2012		31 décembre 2011	
Actif (passif) *(non audité)* *(en millions de dollars)*	Juste valeur[1]	Montant nominal ou en capital	Juste valeur[1]	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2012 à 2019)[2]	44	4 050 US	93	3 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2012)	-	700 US	(4)	725 US
	44	4 750 US	89	4 575 US

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

(2) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 7 millions de dollars et 14 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

	30 juin 2012		31 décembre 2011	
(non audité) *(en millions de dollars)*	Valeur comptable[1]	Juste valeur[2]	Valeur comptable[1]	Juste valeur[2]
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	490	490	654	654
Débiteurs et autres[3]	1 267	1 319	1 359	1 403
Actifs disponibles à la vente[3]	35	35	23	23
	1 792	1 844	2 036	2 080
Passifs financiers[4]				
Billets à payer	2 449	2 449	1 863	1 863
Créditeurs et montants reportés[5]	1 044	1 044	1 329	1 329
Intérêts courus	363	363	365	365
Dette à long terme	18 417	23 862	18 659	23 757
Billets subordonnés de rang inférieur	1 018	1 049	1 016	1 027
	23 291	28 767	23 232	28 341

(1) Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2011) au titre de la dette à long terme qui est constaté à la juste valeur. Cette dette constatée à la juste valeur de façon récurrente est classée dans la catégorie de juste valeur de deuxième niveau selon l'approche bénéfices en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

(2) L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs financiers constatée au coût après amortissement pour laquelle la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable serait incluse dans le deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfices en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

(3) Au 30 juin 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des actifs financiers de 1,0 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2011) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les autres actifs à court terme et de 262 millions de dollars (247 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les actifs incorporels et autres actifs.

(4) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 comprenait respectivement un gain de 3 millions de dollars et une perte de 12 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives en 2011) en raison d'ajustements de la juste valeur liée à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2011) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

(5) Au 30 juin 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des passifs financiers de 919 millions de dollars (1 192 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les créditeurs et de 125 millions de dollars (137 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

30 juin 2012 *(non audité)* *(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)*	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction[1]				
Justes valeurs[2]				
Actifs	224 $	150 $	1 $	18 $
Passifs	(255)$	(187)$	(18)$	(18)$
Valeurs nominales				
Volumes[3]				
Achats	33 110	109	-	-
Ventes	33 374	85	-	-
En dollars CA	-	-	-	620
En dollars US	-	-	1 369 US	200 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période[4]				
Trimestre clos le 30 juin 2012	(12)$	4$	(14)$	-
Semestre clos le 30 juin 2012	(19)$	(10)$	(8)$	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période[4]				
Trimestre clos le 30 juin 2012	(6)$	(5)$	6 $	-
Semestre clos le 30 juin 2012	9 $	(15)$	15 $	-
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012-2013	2013-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture[5][6]				
Justes valeurs[2]				
Actifs	38 $	-	-	12 $
Passifs	(242)$	(15)$	(36)$	-
Valeurs nominales				
Volumes[3]				
Achats	22 279	4	-	-
Ventes	9 310	-	-	-
En dollars US	-	-	42 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période[4]				
Trimestre clos le 30 juin 2012	(26)$	(8)$	-	2 $
Semestre clos le 30 juin 2012	(58)$	(14)$	-	3 $
Dates d'échéance	2012-2018	2012-2013	2012-2014	2013-2015

(1) Tous les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

(2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi^3.

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 12 millions de dollars et

une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(6) Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2011
(non audité)

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction[1]				
Justes valeurs[2][3]				
Actifs	185 $	176 $	3 $	22 $
Passifs	(192)$	(212)$	(14)$	(22)$
Valeurs nominales[3]				
Volumes[4]				
Achats	21 905	103	-	-
Ventes	21 334	82	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 269 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période[5]				
Trimestre clos le 30 juin 2011	4 $	(9)$	(2)$	1 $
Semestre clos le 30 juin 2011	3 $	(26)$	-	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période[5]				
Trimestre clos le 30 juin 2011	6 $	(15)$	12 $	-
Semestre clos le 30 juin 2011	5 $	(41)$	33 $	1 $
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012	2012-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture[6][7]				
Justes valeurs[2][3]				
Actifs	16 $	3 $	-	13 $
Passifs	(277)$	(22)$	(38)$	(1)$
Valeurs nominales[3]				
Volumes[4]				
Achats	17 188	8	-	-
Ventes	8 061	-	-	-
En dollars US	-	-	73 US	600 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période[5]				
Trimestre clos le 30 juin 2011	(13)$	(5)$	-	(4)$
Semestre clos le 30 juin 2011	(56)$	(8)$	-	(9)$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2012-2015

(1) Tous les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

(2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

(3) Au 31 décembre 2011.

(4) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi^3.

(5) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat

étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

(6) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 13 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 31 décembre 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(7) Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

(non audité) *(en millions de dollars)*	30 juin 2012	31 décembre 2011
À court terme		
Autres actifs à court terme	343	361
Créditeurs	(510)	(485)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	214	202
Montants reportés	(331)	(349)

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture des flux de trésorerie s'établissent comme suit :

Trimestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars, avant les impôts)*	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêts	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	44	(48)	(4)	(14)	4	(1)	-	(3)
Reclassement des gains et (des pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	28	(2)	15	24	-	-	4	8
Gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice (partie inefficace)	7	1	1	1	-	-	-	-

Semestres clos les 30 juin *(non audité)* *(en millions de dollars, avant les impôts)*	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêts	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(22)	(104)	(14)	(25)	1	(7)	-	(3)
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	75	32	28	52	-	-	10	17
Gains et (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice (partie inefficace)	1	-	(1)	(1)	-	-	-	-

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des assurances financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 2012, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel étant en position nette créditrice était de 86 millions de dollars (96 millions de dollars en 2011), et la société a fourni à ce titre des garanties de 23 millions de dollars (5 millions de dollars en 2011) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats étaient déclenchées au 30 juin 2012, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 63 millions de dollars (91 millions de dollars en 2011). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie de la juste valeur

Les actifs et les passifs de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt compris dans les actifs et les passifs inclus dans le deuxième niveau est déterminée selon l'approche bénéfices. La juste valeur des produits de base pour l'électricité et le gaz compris dans les actifs et les passifs est déterminée selon l'approche marché. Selon ces deux approches, l'évaluation est fondée sur une extrapolation des données, autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données sont observables directement ou indirectement. Ces données comprennent les taux de change publiés, les taux d'intérêt, les courbes des swaps de taux d'intérêt, les courbes de rendement et les prix indiqués par les fournisseurs externes de services de données. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le premier niveau et le deuxième niveau auraient lieu. Pour les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau évaluée de façon récurrente est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le deuxième niveau et le troisième niveau selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés à faible liquidité sont incluses dans le troisième niveau de la hiérarchie de la juste valeur, puisque les prix des produits de base connexes ne sont pas facilement observables. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les caractéristiques d'exploitation des installations de production dans les marchés sur lesquels la société est présente. Les données du modèle comprennent les mécanismes principaux du marché tels que les prix du combustible, les ajouts et les retraits à l'alimentation en énergie, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes de transport. À long terme, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont fondés sur une perspective de l'offre et de la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. La direction et le conseil d'administration passent périodiquement en revue les prix à long terme. Une baisse marquée des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou une augmentation de l'offre d'électricité ou de gaz naturel donnerait lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le troisième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
(non audité) *(en millions de dollars, avant les impôts)*	30 juin 2012	31 déc. 2011	30 juin 2012	31 déc. 2011	30 juin 2012	31 déc. 2011	30 juin 2012	31 déc. 2011
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	30	36	-	-	30	36
Contrats de change	-	-	114	141	-	-	114	141
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	245	201	11	-	256	201
Contrats sur produits de base pour le gaz	114	124	32	55	-	-	146	179
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(18)	(23)	-	-	(18)	(23)
Contrats de change	-	-	(123)	(102)	-	-	(123)	(102)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(487)	(454)	(4)	(15)	(491)	(469)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(176)	(208)	(22)	(26)	-	-	(198)	(234)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	35	23	-	-	-	-	35	23
	(27)	(61)	(229)	(172)	7	(15)	(249)	(248)

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau :

	Instruments dérivés[1][2]			
	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(non audité) *(en millions de dollars, avant les impôts)*	2012	2011	2012	2011
Solde au début de la période	(11)	(13)	(15)	(8)
Nouveaux contrats	-	-	-	1
Règlements	(1)	-	(1)	-
Transferts du troisième niveau[3]	1	-	1	-
Total des gains (pertes) inclus dans les autres éléments du résultat étendu	18	(17)	22	(23)
Solde à la fin de la période	7	(30)	7	(30)

(1) La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés est présentée sur une base nette.

(2) Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, il n'y avait aucun gain non réalisé ni aucune perte non réalisée inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés toujours détenus à la date du bilan (néant en 2011).

(3) Lorsqu'ils approchent de leur échéance, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 12 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 30 juin 2012.

8. Éventualités et garanties

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice, procédures d'arbitrage et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de

ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Pour ce qui est de 2012, TransCanada prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants inscrits dans les produits pour le premier semestre de 2012 ne devrait être remboursé.

Garanties

TransCanada et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de 2018 à perpétuité. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Les garanties échoient en 2018 et 2019. La quote-part de TransCanada du risque inhérent aux garanties de Bruce A et de Bruce B était évaluée à 804 millions de dollars au 30 juin 2012. La juste valeur de ces garanties de Bruce Power au 30 juin 2012 est évaluée à 36 millions de dollars. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit (i) conjointement ou solidairement, (ii) conjointement ou (iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de conventions d'achat d'électricité (« CAE ») et du paiement des obligations. Au 30 juin 2012, la quote-part estimative de TransCanada à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 155 millions de dollars à 426 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties était évaluée à 69 millions de dollars au 30 juin 2012 et elle a été incluse dans les montants reportés. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

9. Événement postérieur

Le 20 juillet 2012, TransCanada a été informée de la décision d'arbitrage exécutoire quant aux allégations de force majeure et de destruction économique au sujet de la CAE de Sundance A. Le groupe d'arbitrage a déterminé que la CAE ne devrait pas être résiliée et a instruit TransAlta Corporation (« TransAlta ») de remettre en service les groupes électrogènes 1 et 2. Le groupe d'arbitrage a également limité l'allégation de force majeure à la période allant du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les groupes électrogènes puissent raisonnablement être remis en service.

La société a constaté des produits et des coûts aux termes de la CAE depuis le début des arrêts d'exploitation en décembre 2010 jusqu'à la fin de mars 2012. Au 31 mars 2012, la société avait constaté un bénéfice de 188 millions de dollars avant les impôts relativement à la CAE. À la suite de la décision d'arbitrage, la société prévoit réaliser 138 millions de dollars sur ce montant. Par conséquent, la société a constaté, au deuxième trimestre de 2012, une charge de 50 millions de dollars avant les impôts dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.