

TRANSCANADA CORPORATION – TROISIÈME TRIMESTRE DE 2006

Rapport trimestriel aux actionnaires

Renseignements aux médias : Jennifer Varey/Shela Shapiro (403) 920-7859
(800) 608-7859
Renseignements aux analystes : David Moneta/Myles Dougan (403) 920-7911
(800) 361-6522

TransCanada annonce les résultats du troisième trimestre; le conseil déclare un dividende de 0,32 \$ par action

CALGARY, Alberta – Le 31 octobre 2006 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants des résultats du troisième trimestre de 2006 :

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

- Au troisième trimestre de 2006, le bénéfice net découlant des activités poursuivies s'est établi à 293 millions de dollars (0,60 \$ par action).
- Les fonds provenant de l'exploitation du troisième trimestre de 2006 se sont chiffrés à 662 millions de dollars.
- Le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,32 \$ par action ordinaire.
- La centrale de cogénération de Bécancour, d'une puissance de 550 mégawatts (MW), est entrée en exploitation commerciale.

TransCanada Corporation a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net et le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) du troisième trimestre de 2006 s'était chiffré à 293 millions de dollars (0,60 \$ par action), comparativement à 427 millions de dollars (0,88 \$ par action) au troisième trimestre de 2005.

À l'exclusion d'une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2006 et de gains après les impôts de 193 millions de dollars réalisés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) au troisième trimestre de 2005, le résultat net du troisième trimestre de 2006 a été de 243 millions de dollars, comparativement à 234 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit une hausse de 9 millions de dollars (0,02 \$ par action).

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, le résultat net s'est chiffré à 782 millions de dollars (1,60 \$ par action), alors qu'il avait été de 859 millions de dollars (1,77 \$ par action) pour la même période en 2005. Outre les éléments susmentionnés, le résultat net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 comprend un règlement de 18 millions de dollars après les impôts reçu d'un ancien expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest, des

économies d'impôts futurs 33 millions de dollars découlant de réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada ainsi qu'un gain après les impôts de 13 millions de dollars lié à la vente de la participation de commandité que détenait la société dans Northern Border Partners, L.P. Le résultat net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 comprenait un gain de 49 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de parts ordinaires de TC PipeLines, LP et un montant de 13 millions de dollars visant 2004 découlant de la décision rendue en avril 2005 par l'Office national de l'énergie (ONÉ) au sujet de la deuxième phase de la demande tarifaire de 2004 pour le réseau principal au Canada. Si l'on ne tient pas compte de ces éléments, le résultat net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 s'est établi à 668 millions de dollars, alors qu'il s'était chiffré à 604 millions de dollars pour la même période en 2005, ce qui représente une hausse de 64 millions de dollars (0,13 \$ par action).

À 810 millions de dollars (1,66 \$ par action), le bénéfice net de TransCanada pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 28 millions de dollars (0,06 \$ par action). Ce dernier tient compte des règlements conclus dans le cadre d'une faillite relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TransCanada s'est dessaisie en 2001. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, le bénéfice net s'était chiffré à 859 millions de dollars (1,77 \$ par action).

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 662 millions de dollars et à 1 718 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006. Il s'agit d'une hausse respectivement de 159 millions de dollars et de 297 millions de dollars comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2005.

« Le solide rendement financier de TransCanada au troisième trimestre fait à nouveau la preuve que notre démarche disciplinée de croissance de notre portefeuille d'infrastructures énergétiques de premier ordre est une source de valeur pour nos actionnaires », a affirmé Hal Kvisle, chef de la direction de TransCanada. « Mis à part les gains, le résultat du secteur de l'énergie au troisième trimestre a progressé de 25 millions de dollars, comparativement à 98 millions de dollars, hausse marquée qui découle de nos projets de croissance dans les secteurs de la production d'électricité et du stockage du gaz naturel. La fiche de notre entreprise de pipelines demeure éloquent, bien que le résultat net ait diminué, et ce, principalement en raison des taux de rendement inférieurs sur l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne pour nos réseaux détenus en propriété exclusive au Canada. »

« En 2006, nous prévoyons investir environ 1,6 milliard de dollars dans le cadre de projets tels que la centrale de cogénération de Bécancour, d'une puissance de 550 mégawatts, qui est entrée en exploitation commerciale vers la fin du troisième trimestre, ainsi que le pipeline Tamazunchale, l'installation de stockage de gaz naturel d'Edson et la première phase du projet de Cartier énergie éolienne. Tous ces projets devraient entrer en exploitation commerciale d'ici la fin de 2006 », a-t-il ajouté.

« Le redémarrage et de remise à neuf des installations de Bruce Power, le Portlands Energy Centre, l'oléoduc Keystone, les installations de gaz naturel liquéfié et les pipelines des régions nordiques sont autant de projets qui continuent de progresser à bon rythme. Les nombreux autres projets actuellement à l'étude dans les secteurs des pipelines et de l'énergie nous assurent une position avantageuse pour continuer de créer une valeur appréciable pour nos actionnaires au cours des années à venir. »

Les faits marquants au sein des entreprises des pipelines et de l'énergie de TransCanada au cours du troisième trimestre comprennent notamment ce qui suit.

Pipelines :

- Progrès continus dans le cadre de la démarche réglementaire pour l'oléoduc Keystone proposé. Les témoignages de vives voix dans le cadre de l'audience de l'Office national de l'énergie ont commencé le 23 octobre au sujet de la conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada afin de transporter à l'avenir du pétrole et non plus du gaz naturel. TransCanada continue de présenter des demandes réglementaires étatiques aux États-Unis pour le tracé proposé de l'oléoduc Keystone et poursuit ses consultations avec les propriétaires fonciers et les localités touchés.
- Mise en service du pipeline Tamazunchale de 130 kilomètres dans le centre-est du Mexique. Le pipeline devrait être mis en exploitation commerciale en décembre et il transportera initialement 170 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel du réseau de gazoducs de PEMEX à destination d'une centrale électrique située près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.

Énergie :

- Mise en exploitation commerciale de la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une puissance de 550 MW à Bécancour, près de Trois-Rivières au Québec. Le projet a été réalisé dans le respect du calendrier et du budget.
- Signature d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario pour le Portlands Energy Centre (PEC). Le PEC est une centrale à cycle combiné à haut rendement énergétique d'une puissance de 550 MW qui sera construite au centre-ville de Toronto. TransCanada détient 50 % du PEC.
- Achèvement substantiel des travaux de construction à l'installation de stockage de gaz naturel d'Edson. Une fois la mise en service de cette installation terminée, TransCanada aura le contrôle sur environ le tiers de la capacité albertaine de stockage de gaz naturel.
- Réalisation d'une étape clé dans le cadre du projet de Broadwater Energy au moment de la diffusion du rapport de la garde côtière américaine sur la pertinence des voies navigables. Le rapport a établi que l'installation de gaz naturel liquéfié proposée dans les eaux de l'État de New York du détroit de Long Island peut être exploitée en toute sécurité et il propose une série de mesures d'atténuation.
- Poursuite des travaux de construction des parcs éoliens à Baie-des-Sables et à Anse-à-Valleau. Il s'agit de deux des six parcs éoliens constituant le projet de Cartier énergie éolienne dans la région de Gaspé au Québec. TransCanada détient une participation de 62 % dans ce projet.

Il y a lieu de consulter le rapport de gestion pour un complément d'information sur les faits nouveaux.

Téléconférence audio et diaporama

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 11 h (heure des Rocheuses) / 13 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du troisième trimestre de 2006 ainsi que des faits nouveaux et des questions générales concernant la société. Les analystes, journalistes et autres intéressés désireux de participer à cette téléconférence doivent composer le 1 866 898-9626 ou le (416) 340-2216 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence audio et le diaporama seront également transmis en direct sur le site Web de TransCanada à www.transcanada.com.

La conférence débutera par de brefs commentaires des membres de la haute direction de TransCanada, suivis d'une période de questions et réponses à l'intention des analystes. Une période de questions et réponses à l'intention des médias suivra immédiatement.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit, heure de l'Est, le 7 novembre 2006; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3201009. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web à www.transcanada.com.

Au sujet de TransCanada

TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Son réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive de plus de 41 000 kilomètres (25 600 milles) permet de transporter la majorité du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les principaux marchés du Canada et des États-Unis. Producteur d'électricité indépendant en pleine croissance, TransCanada possède, en totalité ou en partie, des installations de production d'électricité d'une puissance d'environ 7 000 mégawatts au Canada et aux États-Unis. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP.

Points saillants des résultats financiers du troisième trimestre de 2006
(non vérifié)

Résultats d'exploitation (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	1 850	1 494	5 429	4 353
Bénéfice net				
Activités poursuivies	293	427	782	859
Activités abandonnées	-	-	28	-
	293	427	810	859
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	662	503	1 718	1 421
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(43)	90	(136)	(173)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	619	593	1 582	1 248
Dépenses en immobilisations	372	166	1 002	409
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	-	-	358	632

Données sur les actions ordinaires	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,60 \$	0,88 \$	1,60 \$	1,77 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-
	0,60 \$	0,88 \$	1,66 \$	1,77 \$
Dividendes déclarés par action	0,32 \$	0,305 \$	0,96 \$	0,915 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	487,9	486,7	487,7	485,9
À la fin de la période	488,4	487,0	488,4	487,5

⁽¹⁾ Pour une analyse complète des fonds provenant de l'exploitation, consulter la rubrique « Information non conforme aux PCGR » dans le rapport de gestion du présent rapport trimestriel aux actionnaires pour le troisième trimestre de 2006.

Rapport de gestion

Daté du 30 octobre 2006, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2005 de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada Corporation. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes en majuscules ou abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le rapport de gestion annuel faisant partie du rapport annuel 2005 de TransCanada.

Informations prospectives

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et hypothèses de TransCanada qui reposent sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées. Les énoncés prospectifs portent, notamment, sur le rendement financier, les perspectives commerciales, les stratégies, les faits nouveaux en matière de réglementation, les nouveaux services, les forces du marché, les engagements et les progrès technologiques prévus. De par leur nature, ces informations prospectives sont assujetties à des risques et à des incertitudes, y compris les risques importants dont le rapport de gestion contenu dans le rapport annuel 2005 de TransCanada fait mention sous les rubriques « Transport de gaz – Risques d'entreprise » et « Électricité – Risques d'entreprises », qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés et des attentes exprimées. Les hypothèses importantes sur lesquelles reposent ces énoncés prospectifs sont indiquées dans le présent rapport de gestion sous la rubrique « Perspectives » et dans le rapport de gestion contenu dans le rapport annuel 2005 de TransCanada sous les rubriques « TransCanada – Aperçu », « TransCanada – Stratégie », « Transport de gaz – Possibilités et faits nouveaux », « Transport de gaz – Perspectives », « Électricité – Possibilités et faits nouveaux » et « Électricité – Perspectives ». Les lecteurs ne devraient pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, qui sont fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement. TransCanada n'a pas 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.

Information non conforme aux PCGR

Dans son rapport de gestion, la société utilise les mesures « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies dans les principes comptables généralement reconnus (PCGR), et, par conséquent, elles sont considérées comme étant de l'information non conforme aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Elles ont été utilisées pour fournir aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur la liquidité de la société et sur sa capacité de générer des fonds pour financer son exploitation.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le bénéfice d'exploitation est une mesure utilisée par le secteur de l'énergie. Il représente les produits plus le bénéfice de participation moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Il y a lieu de se reporter à la rubrique intitulée « Énergie » du rapport de gestion pour le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du résultat net.

Résultats d'exploitation

Le 1^{er} juin 2006, TransCanada a révisé la composition et la désignation de ses secteurs d'exploitation isolables, qui sont désormais les pipelines et l'énergie. Le secteur des pipelines comprend principalement les pipelines de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Le secteur de l'énergie regroupe les entreprises d'exploitation des installations énergétiques, de stockage de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié (GNL) de la société au Canada et aux États-Unis. L'information financière sur ces secteurs a été modifiée pour tenir compte de la structure d'organisation interne de la société. Les informations sectorielles données dans le présent rapport de gestion ont été retraitées rétroactivement pour tenir compte du remaniement des secteurs d'exploitation isolables. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé.

Résultats consolidés

Aperçu des résultats sectoriels

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminés les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Pipelines				
Exclusion faite des gains	130	149	421	475
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	13	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	-	49
	130	149	434	524
Énergie				
Exclusion faite des gains	123	98	320	171
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	193	-	193
	123	291	320	364
Siège social	40	(13)	28	(29)
Bénéfice net				
Activités poursuivies ⁽¹⁾	293	427	782	859
Activités abandonnées	-	-	28	-
	293	427	810	859
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies ⁽²⁾	0,60 \$	0,88 \$	1,60 \$	1,77 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-
De base	0,60 \$	0,88 \$	1,66 \$	1,77 \$
Dilué	0,60 \$	0,87 \$	1,65 \$	1,76 \$

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminés les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
(1) Bénéfice net découlant des activités poursuivies se composant de ce qui suit :				
Exclusion faite des gains	293	234	769	617
Gains liés à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P., des parts de PipeLines LP et à S.E.C. Électricité	-	193	13	242
	293	427	782	859
(2) Bénéfice net par action découlant des activités poursuivies se composant de ce qui suit :				
Exclusion faite des gains	0,60 \$	0,48 \$	1,57 \$	1,27 \$
Gains liés à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P. des parts de PipeLines LP et à S.E.C. Électricité	-	0,40	0,03	0,50
	0,60 \$	0,88 \$	1,60 \$	1,77 \$

Au troisième trimestre de 2006, le bénéfice net et le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) de TransCanada s'est établi à 293 millions de dollars (0,60 \$ par action), comparativement à 427 millions de dollars (0,88 \$ par action) au troisième trimestre de 2005. Le résultat net de 2006 est de 134 millions de dollars (0,28 \$ par action) inférieur à celui de 2005, surtout en raison de gains après les impôts de 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) découlant de la vente à EPCOR Utilities Inc. (EPCOR) de la participation de la société dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005. Exclusion faite de ces gains, les charges nettes du secteur Siège social ont diminué, tandis que le résultat net du secteur de l'énergie a augmenté, annulé en partie par le repli du résultat net du secteur des pipelines.

Le recul de 53 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social au troisième trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations durant le trimestre visé.

Exclusion faite des gains liés à la vente de la participation dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005, le résultat net du secteur de l'énergie pour le troisième trimestre de 2006 a été de 25 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit pour le trimestre correspondant de 2005, ce qu'on peut attribuer principalement à l'accroissement du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est et de l'Ouest ainsi que des installations de stockage de gaz naturel, atténué par le recul du bénéfice d'exploitation de Bruce Power.

Le bénéfice net du secteur des pipelines a régressé de 19 millions de dollars au troisième trimestre de 2006. Cette baisse s'explique avant tout par le recul du résultat net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta en raison de l'érosion du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne. Le résultat net des autres pipelines de TransCanada a diminué de 6 millions de dollars au troisième trimestre de 2006 comparativement à celui du troisième trimestre de 2005, et ce, principalement en raison de l'incidence du fléchissement du dollar américain et de la hausse des coûts d'élaboration de projets et des frais de soutien, annulée en partie par la progression du résultat net de Portland.

À 810 millions de dollars (1,66 \$ par action), le bénéfice net de TransCanada pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées,

soit 28 millions de dollars (0,06 \$ par action). Ce dernier tient compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de Mirant Corporation et de certaines de ses filiales (Mirant) et reçus durant le premier trimestre de 2006 relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TransCanada s'est dessaisie en 2001. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, le bénéfice net avait été de 859 millions de dollars (1,77 \$ par action).

Le résultat net de TransCanada pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 s'est établi à 782 millions de dollars (1,60 \$ par action), comparativement à 859 millions de dollars (1,77 \$ par action) pour la période correspondante de 2005. Ce recul de 77 millions de dollars (0,17 \$ par action) s'explique principalement par les gains constatés à la vente de parts de PipeLines LP et de la participation de la société dans S.E.C. Électricité en 2005.

Mis à part le gain de 49 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et le gain de 13 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente, en 2006, de la participation de commandité que détenait TransCanada dans Northern Border Partners, L.P., le résultat net du secteur des pipelines pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 a été de 54 millions de dollars inférieur à celui de la période correspondante de 2005. Ce recul s'explique principalement par le résultat net inférieur du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta en raison de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne entre 2005 et 2006. De plus, le résultat net de 2005 comprenait un rajustement positif de 13 millions de dollars visant le résultat net de 2004 découlant de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) rendue en avril 2005 au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Par ailleurs, les autres pipelines de TransCanada ont affiché un résultat net inférieur en 2006 comparativement à 2005. Ces baisses ont été en partie annulées par la hausse du résultat net de GTN, qui comprenait un règlement de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) conclu dans le cadre de la faillite de Mirant, ancien expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest.

Exclusion faite du gain de 193 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation dans S.E.C. Électricité en 2005, le résultat net du secteur de l'énergie pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 a progressé de 149 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2005, surtout en raison de la hausse du bénéfice d'exploitation tiré de chacune de ses entreprises existantes, ainsi que de l'incidence favorable de 23 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de réductions des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada décrétées durant le deuxième trimestre de 2006. Ces hausses ont été en partie annulées par l'absence du bénéfice d'exploitation à la suite de la vente du placement dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005.

Le recul de 57 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par des économies d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2006 ainsi que par l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs au deuxième trimestre de 2006 en raison de réductions des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 662 millions de dollars et à 1 718 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006. Il s'agit d'une hausse de respectivement 159 millions de dollars et 297 millions de dollars comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2005.

Pipelines

Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est élevé à 130 millions de dollars et à 434 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, alors qu'il avait été de 149 millions de dollars et de 524 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2005.

Aperçu des résultats – Pipelines

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	59	67	179	216
Réseau de l'Alberta	35	38	102	112
GTN	12	14	57	53
Réseau de Foothills	5	5	16	16
Réseau de la Colombie-Britannique	2	2	5	5
	113	126	359	402
Autres pipelines				
Great Lakes	10	11	33	36
Iroquois	4	7	11	14
Portland	6	1	10	7
PipeLines LP	(1)	2	3	7
Ventures LP	3	3	9	9
TQM	2	2	5	5
TransGas	3	2	8	8
Gas Pacifico/INNERGY	1	2	5	2
Mise en valeur des régions nordiques	(1)	(1)	(3)	(3)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(10)	(6)	(19)	(12)
	17	23	62	73
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	13	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	-	49
	17	23	75	122
Résultat net	130	149	434	524

Pipelines détenus en propriété exclusive

Au troisième trimestre de 2006, le résultat net du réseau principal au Canada a fléchi de 8 millions de dollars comparativement au troisième trimestre de 2005, surtout en raison de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires établi par l'ONÉ, soit 8,88 % en 2006 contre 9,46 % en 2005 et de la diminution de la base tarifaire moyenne. Le résultat net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 accuse un recul de 37 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2005. Cette baisse s'explique par l'effet cumulé de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base d'investissement inférieure en 2006 contre 2005. De plus, le résultat net de 2005 comprenait un d'un rajustement positif de 13 millions de dollars visant le résultat net de 2004 découlant de la décision rendue en avril 2005 par l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada. Cette décision de l'ONÉ prévoyait une majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui passait

de 33 % à 36 % pour 2004, et qui est en vigueur également pour 2005 conformément au règlement tarifaire conclu avec les expéditeurs en 2005.

Le résultat net du réseau de l'Alberta, qui se chiffre à 35 millions de dollars et à 102 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006 a diminué respectivement de 3 millions de dollars et de 10 millions de dollars comparativement aux chiffres inscrits pour les mêmes périodes en 2005. Ce recul s'explique avant tout par la base tarifaire moyenne moins élevée ainsi que par le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires inférieur en 2006. Le résultat net en 2006 tient compte d'un taux de rendement de 8,93 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %, comparativement au taux de rendement de 9,50 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % en 2005.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006, le résultat net de GTN s'est établi à 12 millions de dollars, soit 2 millions de dollars de moins que le chiffre de la période correspondante de 2005. Cette diminution découle avant tout de la régression des produits tirés du transport en 2006. Le résultat net de GTN pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 s'est chiffré à 57 millions de dollars, soit 4 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2005. Cette hausse s'explique en grande partie par le règlement de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) conclu durant le premier trimestre de 2006 dans le cadre de la faillite de Mirant, ancien expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest. Cet accroissement a été atténué par le recul des produits tirés du transport, par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain et par une provision pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels d'une filiale de Calpine Corporation qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite.

Données sur l'exploitation

Périodes de neuf mois
terminées les 30 septembre
(non vérifié)

	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Réseau de Gas Transmission Northwest ⁽³⁾		Réseau de Foothills		Réseau de la C.-B.	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 450	7 839	4 293	4 478	s.o.	s.o.	649	683	207	218
Volumes livrés (Gpi ³)										
Total	2 209	2 181	3 033	2 918	592	581	795	788	256	236
Moyenne quotidienne	8,1	8,0	11,1	10,7	2,2	2,1	2,9	2,9	0,9	0,9

⁽¹⁾ Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 694 milliards de pieds cubes (1 605 milliards de pieds cubes en 2005), soit une moyenne quotidienne de 6,2 milliards de pieds cubes (5,9 milliards de pieds cubes en 2005).

⁽²⁾ Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 133 milliards de pieds cubes pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 (3 010 milliards de pieds cubes en 2005), soit une moyenne quotidienne de 11,5 milliards de pieds cubes (11,0 milliards de pieds cubes en 2005).

⁽³⁾ Le réseau de Gas Transmission Northwest est exploité conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis. Par conséquent, les résultats du réseau pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres pipelines s'est chiffrée à 17 millions de dollars, comparativement à 23 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2005. La hausse du résultat net de Portland, qui est principalement attribuable au règlement dans le cadre d'une faillite reçu au troisième trimestre de 2006 a été plus qu'annulée par l'incidence en 2006 de l'accroissement des coûts d'élaboration de projet et des frais de soutien, de la diminution du résultat net d'Iroquois, ce qui reflète les règlements dans le cadre d'une faillite reçus durant le troisième trimestre de 2005, ainsi que de la diminution du résultat net de PipeLines LP.

Le résultat net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 a été de 75 millions de dollars, comparativement à 122 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. Exclusion faite du gain de 13 millions de dollars réalisé à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P. constaté en 2006 et du gain de 49 millions de dollars à la vente de parts de PipeLines LP constaté en 2005, le résultat net des neuf premiers mois de l'exercice a été de 11 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour la même période en 2005. Le résultat net supérieur affiché par Portland à la suite du règlement dans le cadre d'une faillite reçu durant le troisième trimestre de 2006 a subi le contre-coup des provisions inscrites aux deuxième et troisième trimestres de 2006 pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels d'une filiale de Calpine Corporation qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite. Cette hausse a été plus qu'annulée par les règlements dans le cadre d'une faillite reçus par Iroquois durant le troisième trimestre de 2005, du fléchissement de dollar américain, de la réduction de la participation détenue dans PipeLines LP et de la hausse des frais de soutien. Par ailleurs, Gas Pacifico/INNERGY a affiché un résultat supérieur en 2006 par suite de la réduction de la production de gaz naturel ayant influé négativement sur le résultat net de 2005.

Au 30 septembre 2006, TransCanada avait consenti des avances de 111 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie, et la société avait capitalisé un montant de 21 millions de dollars relativement au projet de pipeline Keystone.

Énergie

Aperçu des résultats – Énergie

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power	72	99	176	142
Installations énergétiques de l'Ouest	84	32	188	90
Installations énergétiques de l'Est	40	25	132	69
Stockage de gaz naturel	24	4	63	15
Placement dans S.E.C. Électricité	-	12	-	29
Frais généraux, administratifs et de soutien	(35)	(30)	(100)	(93)
Bénéfice d'exploitation	185	142	459	252
Charges financières	(5)	-	(17)	(7)
Intérêts créditeurs et autres produits	2	2	5	5
Impôts sur les bénéfices	(59)	(46)	(127)	(79)
	123	98	320	171
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	193	-	193
Résultat net	123	291	320	364

Le résultat net de l'entreprise d'énergie a été de 123 millions de dollars au troisième trimestre de 2006, comparativement aux 291 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2005. TransCanada avait

constaté, au troisième trimestre de 2005, des gains de 193 millions de dollars sur la vente de sa participation dans S.E.C. Électricité.

À l'exclusion des gains de 193 millions de dollars en 2005, le résultat net de l'entreprise d'énergie a été de 123 millions de dollars au troisième trimestre de 2006. Comparativement au chiffre de 98 millions de dollars constaté pour la même période en 2005, il s'agit d'une hausse de 25 millions de dollars qui s'explique par l'augmentation du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est ainsi que des installations de stockage de gaz naturel. Ces hausses ont été en partie annulées par la baisse du bénéfice d'exploitation de Bruce Power et par l'absence du bénéfice découlant de la vente de la participation dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005.

L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation a reculé de 27 millions de dollars au troisième trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante en 2005, et ce, surtout en raison du déclin des prix réalisés dans leur ensemble, recul en partie neutralisé par la hausse des volumes produits.

Au troisième trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 52 millions de dollars supérieur à celui de la même période en 2005. Cette hausse provient avant tout du résultat supplémentaire attribuable à l'acquisition, le 31 décembre 2005, de la convention d'achat d'électricité (CAE) de Sheernees de 756 mégawatts (MW) ainsi que des marges supérieures découlant de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général et des coûts thermiques sur le marché pour les ventes d'électricité non visées par des contrats.

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est s'est accru de 15 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2005 et celui de 2006. Cette hausse provient avant tout des marges généralement plus élevées sur les volumes des ventes d'énergie supérieurs et de la production accrue des installations de TC Hydro en raison des débits d'écoulement supérieurs.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel s'est accru de 20 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2005 et celui de 2006, surtout grâce à l'apport supérieur de CrossAlta en raison de la capacité de stockage accrue et des écarts supérieurs pour le gaz naturel stocké.

Exclusion faite des gains de 193 millions de dollars à la vente de la participation dans S.E.C. Électricité en 2005, le résultat net de l'entreprise d'énergie pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 s'est établi à 320 millions de dollars, soit 149 millions de dollars de plus que les 171 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2005. Cette hausse provient des apports supérieurs de chacune des entreprises existantes, ainsi que de la diminution de 23 millions de dollars des impôts futurs en raison de réductions des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada décrétés durant le deuxième trimestre de 2006. Ces augmentations ont été en partie annulées par l'absence du bénéfice d'exploitation résultant de la vente de la participation dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005 et par le recul du résultat attribuable au fléchissement du dollar américain.

Bruce Power

Le 31 octobre 2005, TransCanada a haussé sa participation dans les réacteurs de Bruce A en créant la société Bruce A. Bruce A sous-loue ses installations auprès de Bruce B. TransCanada consolide

proportionnellement ses placements dans Bruce A et dans Bruce B depuis le 31 octobre 2005. Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de l'exploitation des six réacteurs pour les deux périodes visées.

Aperçu des résultats de Bruce Power ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power (base de 100 %)				
Produits				
Électricité	478	635	1 396	1 431
Autres ⁽²⁾	15	7	43	22
	493	642	1 439	1 453
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien	(210)	(207)	(656)	(640)
Combustible	(26)	(21)	(68)	(58)
Loyer supplémentaire	(42)	(41)	(127)	(123)
Amortissement	(34)	(48)	(99)	(145)
	(312)	(317)	(950)	(966)
Produits, déduction faite des charges d'exploitation	181	325	489	487
Charges financières selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation	-	(18)	-	(52)
	181	307	489	435
Quote-part de TransCanada	69	97	170	137
Rajustements	3	2	6	5
Bénéfice d'exploitation de TransCanada tiré de Bruce Power ⁽³⁾	72	99	176	142
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible de la centrale				
Bruce A	86 %		76 %	
Bruce B	92 %		94 %	
Capacité cumulée de Bruce Power	90 %	88 %	88 %	80 %
Volumes des ventes (en GWh) ⁽⁴⁾				
Bruce A – 100 %	2 850		7 440	
Bruce B – 100 %	6 540		19 790	
Capacité cumulée de Bruce Power – 100 %	9 390	9 130	27 230	24 648
Quote-part de TransCanada	3 448	2 882	9 848	7 786
Résultats par MWh ⁽⁵⁾				
Produits de Bruce A	59 \$		58 \$	
Produits de Bruce B	48 \$		49 \$	
Produits cumulés de Bruce Power	51 \$	70 \$	51 \$	58 \$
Combustible	3 \$	2 \$	2 \$	2 \$
Total des charges d'exploitation ⁽⁶⁾	32 \$	35 \$	34 \$	39 \$
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant	33 %	60 %	37 %	53 %

⁽¹⁾ Toutes les données figurant dans le tableau tiennent compte des rajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

⁽²⁾ Comprend des recouvrements de coûts de combustible de Bruce A, soit 9 millions de dollars et 19 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006.

⁽³⁾ Le bénéfice de participation consolidé de TransCanada comprend un montant de 99 millions de dollars et de 142 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2005, représentant la part de 31,6 % du résultat de Bruce Power revenant à TransCanada.

⁽⁴⁾ En gigawatts-heure.

⁽⁵⁾ En mégawatts-heure.

⁽⁶⁾ Déduction faite des recouvrements des coûts de combustible.

À 72 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation de TransCanada tiré de son placement cumulé dans Bruce Power s'est affaibli de 27 millions de dollars au troisième trimestre de 2006,

comparativement à la période correspondante de 2005, et ce, surtout en raison de l'incidence négative du déclin des prix réalisés, annulée en partie par l'effet positif de la hausse des volumes produits.

Au troisième trimestre de 2006, la part de l'électricité produite par Bruce Power revenant à TransCanada s'est élevée à 3 448 GWh, soit 566 GWh de plus que les 2 882 GWh produits au troisième trimestre de 2005. Cette hausse découle principalement du nombre inférieur de jours d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif au troisième trimestre de 2006 comparativement à la même période en 2005 ainsi que de la participation accrue dans les installations de Bruce A. Les prix réalisés par Bruce Power durant le troisième trimestre de 2006 (exclusion faite des autres produits) se sont situés à 51 \$ le MWh, comparativement 70 \$ le MWh pour la même période en 2005. Grâce à l'accroissement de la production au troisième trimestre de 2006, les charges d'exploitation (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 35 \$ par MWh au troisième trimestre de 2005 à 32 \$ par MWh au troisième trimestre de 2006.

Pour les six réacteurs en exploitation durant le troisième trimestre de 2006, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 22 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été d'environ 20 jours-réacteur. Pendant la même période de 2005, il y avait eu pour Bruce Power 32 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 21 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. Au troisième trimestre de 2006, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 90 %, comparativement à 88 % au troisième trimestre de 2005.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, le bénéfice d'exploitation de TransCanada provenant de son investissement cumulé dans Bruce Power s'est établi à 176 millions de dollars, alors qu'il était de 142 millions pour la même période en 2005. Cette hausse de 34 millions de dollars provient surtout de l'augmentation des volumes des ventes en raison de l'accroissement de la capacité disponible des centrales et de la participation dans les installations de Bruce A.

À 51 \$ le MWh, les prix cumulés réalisés par Bruce Power durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 (à l'exclusion des autres produits) se comparent à 58 \$ le MWh pour la même période en 2005. Les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 39 \$ le MWh en 2005 à 34 \$ le MWh pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 en raison principalement de l'accroissement de la production en 2006. Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 88 % durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, comparativement à 80 % pendant la même période en 2005.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne des centrales en 2006 devrait se situer à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à un peu plus de 80 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Un arrêt d'un mois pour entretien préventif du troisième réacteur de Bruce A durant le premier trimestre de 2006 et un arrêt de deux mois pour ce même type d'entretien du quatrième réacteur de Bruce A durant le deuxième trimestre de 2006 ont eu lieu. À Bruce B, l'arrêt d'exploitation pour entretien préventif du huitième réacteur prévu pour 2006 a commencé en septembre 2006 et il devrait durer environ deux mois.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant. Le bénéfice tiré des réacteurs de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux

d'entretien préventif et correctif. Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), toute la production de Bruce A du premier trimestre de 2006 a été vendue au prix fixe de 57,37 \$ le MWh (avant la récupération des coûts du combustible auprès de l'OEO) et les ventes de la production du cinquième au huitième réacteur de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 45 \$ le MWh. Ces deux prix de référence sont rajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation et de tout autre rajustement prévu au contrat conclu avec l'OEO. Le 1^{er} avril 2006, le prix pour la production de Bruce A est passé à 58,63 \$ le MWh tandis que le prix plancher pour la production de Bruce B est de 45,99 \$ le MWh. Les paiements reçus conformément au mécanisme de prix plancher visant Bruce B peuvent devoir être remboursés en fonction des prix au comptant sur la durée du contrat. Le résultat net de Bruce B ne comprend pas les paiements reçus jusqu'à maintenant conformément à ce mécanisme de prix plancher. Pour réduire davantage le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 3 300 GWh de la production pour le reste de 2006 et 6 700 GWh de la production de 2007.

Le coût en capital du projet d'une durée de sept ans pour les travaux de redémarrage et de remise à neuf des quatre réacteurs de Bruce A devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TransCanada sera d'environ 2,125 milliards de dollars. Au 30 septembre 2006, Bruce A avait engagé 806 millions de dollars dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf.

Installations énergétiques de l'Ouest

Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits				
Électricité	311	165	807	480
Autres ⁽¹⁾	32	29	134	108
	343	194	941	588
Coût des marchandises vendues				
Électricité	(194)	(105)	(534)	(313)
Autres ⁽¹⁾	(27)	(17)	(103)	(67)
	(221)	(122)	(637)	(380)
Autres coûts et charges	(32)	(34)	(100)	(102)
Amortissement	(6)	(6)	(16)	(16)
Bénéfice d'exploitation	84	32	188	90

⁽¹⁾ Comprend Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel.

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié)

(en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Offre				
Électricité produite	599	544	1 622	1 691
Électricité achetée				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	3 283	1 593	9 520	5 137
Autres achats	455	658	1 460	2 003
	4 337	2 795	12 602	8 831
Électricité vendue à contrat et au comptant				
Électricité vendue à contrat	2 818	2 423	7 976	7 570
Électricité vendue au comptant	1 519	372	4 626	1 261
	4 337	2 795	12 602	8 831

Se situant à 84 millions de dollars et à 188 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été respectivement de 52 millions de dollars et de 98 millions de dollars supérieurs à ceux des mêmes périodes en 2005. Ces hausses proviennent avant tout de l'accroissement du résultat attribuable à l'acquisition, le 31 décembre 2005, de la CAE de Sheernees de 756 MW ainsi que des marges supérieures découlant de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général et des coûts thermiques sur le marché pour les ventes d'électricité non visées par des contrats. Les coûts thermiques sur le marché sont déterminés en divisant le prix moyen de l'électricité par MWh par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (GJ) pour une période donnée. Les coûts thermiques sur le marché ont affiché une hausse d'environ 141 % durant le troisième trimestre de 2006 en raison du relèvement de près de 42 % (27,95 \$ le MWh) du prix de l'électricité sur le marché au comptant, alors que le prix sur le marché au comptant moyen du gaz naturel en Alberta a reculé d'environ 39 % (3,45 \$ le GJ) comparativement au trimestre correspondant de 2005. Durant le troisième trimestre de 2006, la société a vendu sur le marché au comptant des volumes d'électricité supérieurs à ceux vendus en 2005 en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness le 31 décembre 2005. TransCanada gère ses ventes d'électricité en fonction de ses portefeuilles. Selon les conditions du marché, TransCanada prendra des engagements de vente à long terme pour une partie de ses approvisionnements, le reste étant soumis aux fluctuations des prix du marché au comptant. Cette méthode de gestion permet à TransCanada de réduire au minimum ses coûts advenant qu'elle soit obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements de vente contractuels.

Les produits des ventes d'électricité et le coût de l'électricité vendue ont progressé entre le troisième trimestre de 2005 et celui de 2006, et ce, principalement en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness le 31 décembre 2005 et des prix réalisés généralement supérieurs pour l'électricité vendue pendant le troisième trimestre de 2006. Les volumes produits au troisième trimestre de 2006 se sont élevés à 599 GWh, soit 55 GWh de plus qu'au trimestre correspondant de 2005, et ce, principalement en raison de la remise en service de la centrale de Bear Creek en août 2006 ainsi que des arrêts d'exploitation pour entretien préventif à la centrale de Carseland en 2005. Les volumes des achats d'électricité et le pourcentage des volumes des ventes d'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont progressé entre le troisième trimestre de 2005 et celui de 2006 grâce à l'acquisition de la CAE de Sheerness. Une grande partie des volumes d'électricité achetés aux termes de la CAE de Sheerness n'était pas visée par des contrats, et elle a été soumise aux prix du marché au comptant. Par conséquent, environ 35 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au troisième trimestre de 2006, comparativement à 13 % pour la période correspondante de 2005. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest ont conclu, en date du 30 septembre 2006, des contrats à prix fixe pour la vente de 3 200 GWh d'électricité pour le reste de 2006 et de 10 300 GWh d'électricité en 2007.

*Installations énergétiques de l'Est***Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Est**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits				
Électricité	192	136	527	380
Autres ⁽¹⁾	49	111	224	254
	241	247	751	634
Coût des marchandises vendues				
Électricité	(94)	(70)	(284)	(183)
Autres ⁽¹⁾	(47)	(98)	(196)	(237)
	(141)	(168)	(480)	(420)
Autres coûts et charges				
Amortissement	(53)	(46)	(118)	(127)
	(7)	(8)	(21)	(18)
Bénéfice d'exploitation	40	25	132	69

⁽¹⁾Comprend le gaz naturel.**Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Est**

(non vérifié)

(en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Offre				
Électricité produite	1 039	600	2 693	2 006
Électricité achetée	934	833	2 331	2 138
	1 973	1 433	5 024	4 144
Électricité vendue à contrat et au comptant				
Électricité vendue à contrat	1 829	1 348	4 715	3 765
Électricité vendue au comptant	144	85	309	379
	1 973	1 433	5 024	4 144

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est s'est accru de 15 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2005 et celui de 2006. Cette hausse provient avant tout des marges généralement plus élevées sur les volumes des ventes supérieurs et de la production accrue des installations de TC Hydro en raison des débits d'écoulement supérieurs. La centrale de cogénération de Bécancour, d'une puissance de 550 MW, est entrée en exploitation vers la fin du troisième trimestre de 2006, ce qui explique que sa contribution n'a pas été appréciable.

Le bénéfice d'exploitation de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 a progressé de 63 millions de dollars, passant de 69 millions de dollars pour la même période en 2005 à 132 millions de dollars pour la période visée. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire découlant de l'acquisition, le 1^{er} avril 2005, des actifs productifs de TC Hydro, d'un paiement unique de 10 millions de dollars (16 millions de dollars avant les impôts) au premier trimestre de 2005 au titre d'une restructuration contractuelle versé par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel, des marges obtenues au premier trimestre de 2006 sur le transport du gaz combustible inutilisé d'OSP, des marges généralement supérieures sur des ventes d'électricité et des profits plus élevés réalisés sur le gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP. Ces hausses ont été en partie contrées par l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain entre 2005 et 2006.

Entre le troisième trimestre de 2005 et celui de 2006, les volumes produits se sont accrus de 439 GWh pour atteindre 1 039 GWh, et ce, en raison de la distribution supérieure de l'installation d'OSP et de la production accrue des actifs productifs de TC Hydro compte tenu des débits d'écoulement supérieurs et de l'entrée en exploitation de la centrale de Bécancour.

À 192 millions de dollars, les produits des ventes d'électricité ont augmenté de 56 millions de dollars au troisième trimestre de 2006 comparativement à la même période en 2005. Cet accroissement s'explique par les volumes des ventes supérieurs et les prix réalisés plus élevés. Le coût de l'électricité vendue, soit 94 millions de dollars, a progressé entre le troisième trimestre de 2005 et celui de 2006 du fait de l'achat de volumes supérieurs et de la progression des prix. La hausse des volumes des ventes a fait passer les volumes d'électricité achetés à 934 GWh au troisième trimestre de 2006. Pendant ce trimestre, les autres produits d'exploitation et les autres coûts des marchandises vendues ont totalisé respectivement 49 millions de dollars et 47 millions de dollars. Ils ont diminué d'un exercice à l'autre surtout en raison de la diminution de la quantité de gaz naturel revendu aux termes des contrats de vente de gaz naturel d'OSP et de la baisse des prix du gaz. Au troisième trimestre de 2006, les autres coûts et charges, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 53 millions de dollars, soit un montant supérieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique avant tout par la mise en exploitation de la centrale de Bécancour.

Pour la période visée, environ 7 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 6 % au troisième trimestre de 2005. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majorité de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au 30 septembre 2006, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 2 500 GWh d'électricité pour le reste de 2006 et

pour environ 9 600 GWh en 2007. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Volume des ventes d'électricité et capacité disponible des centrales

Volumes des ventes d'électricité

(non vérifié)

(en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power ⁽¹⁾	3 448	2 882	9 848	7 786
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	4 337	2 795	12 602	8 831
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	1 973	1 433	5 024	4 144
Placement dans S.E.C. Électricité ⁽⁴⁾	-	445	-	1 865
Total	9 758	7 555	27 474	22 626

⁽¹⁾ Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de la production de Bruce Power revenant à TransCanada.

⁽²⁾ Les volumes visés par les CAE de Sheerness sont inclus dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest à partir du 31 décembre 2005.

⁽³⁾ Les résultats de TC Hydro sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est depuis le 1^{er} avril 2005. Les résultats de Bécancour sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est depuis le 17 septembre 2006.

⁽⁴⁾ TransCanada assurait l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005. Les volumes présentés dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ⁽¹⁾

(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power	90 %	88 %	88 %	80 %
Installations énergétiques de l'Ouest	94 %	89 %	86 %	86 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	98 %	84 %	97 %	81 %
Placement dans S.E.C. Électricité ⁽³⁾		96 %		93 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	97 %	88 %	94 %	85 %
Toutes les centrales	93 %	89 %	90 %	81 %

⁽¹⁾ La capacité disponible d'une centrale représente le pourcentage du temps, durant la période, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, duquel les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif sont soustraits.

⁽²⁾ Les résultats de TC Hydro sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est depuis le 1^{er} avril 2005. Les résultats de Bécancour sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est depuis le 17 septembre 2006.

⁽³⁾ Les résultats de S.E.C. Électricité sont inclus jusqu'au 31 août 2005.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation des installations de stockage de gaz naturel s'est établi à 24 millions de dollars et à 63 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, soit 20 millions de dollars et 48 millions de dollars de plus que pour les périodes correspondantes de 2005. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport supérieur de CrossAlta en raison de la capacité accrue, aux écarts supérieurs pour le gaz naturel stocké ainsi qu'au bénéfice provenant de contrats de capacité de stockage de gaz naturel auprès de tierces parties en Alberta.

Frais généraux, administratifs et de soutien

À 35 millions de dollars et 100 millions de dollars, les frais généraux, administratifs et de soutien ont progressé de 5 millions de dollars et de 7 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, comparativement aux mêmes périodes en 2005. Ces hausses s'expliquent surtout par les frais d'expansion des affaires plus élevés.

Au 30 septembre 2006, TransCanada avait capitalisé 26 millions de dollars relativement au projet de GNL de Broadwater.

Siège social

Le résultat net du secteur Siège social s'est élevé à 40 millions de dollars et à 28 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, alors que des charges nettes de 13 millions de dollars et de 29 millions de dollars avaient été constatées pour les mêmes périodes en 2005.

Le recul de 53 millions de dollars des charges nettes au troisième trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations durant le trimestre visé.

Le recul de 57 millions de dollars des charges nettes pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par une économie d'impôts sur les bénéfices de 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2006 ainsi que par l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada décrétés durant le deuxième trimestre de 2006. De plus, le résultat net a profité de l'incidence positive de la hausse des intérêts créditeurs et autres produits ainsi que de l'incidence favorable du fléchissement du dollar américain. Ces réductions des charges nettes ont été en atténuées par les remboursements d'impôts sur les bénéfices et par les rajustements fiscaux positifs constatés durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005.

Liquidités et ressources en capital

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 662 millions de dollars et à 1 718 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, alors qu'ils avaient été de 503 millions de dollars et de 1 421 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2005.

TransCanada estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et son pouvoir de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeurent pratiquement inchangés depuis le 31 décembre 2005.

Activités d'investissement

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 372 millions de dollars (166 millions de dollars en 2005) et 1 002 millions de dollars (409 millions de dollars en 2005). Elles se rapportent principalement au redémarrage et à la remise à neuf des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques, au pipeline Tamazunchale et aux installations de stockage de gaz

naturel d'Edson ainsi qu'aux dépenses en immobilisations affectées à l'entretien et à l'ajout de capacité de l'entreprise de pipelines.

La société a conclu, pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, des acquisitions totalisant 358 millions de dollars (632 millions de dollars en 2005). Durant le deuxième trimestre de 2006, PipeLines LP a acheté une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border. En 2005, TransCanada s'était portée acquéreur des actifs productifs de TC Hydro et d'une participation supplémentaire de 3,52 % dans Iroquois.

Durant le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, la cession d'actifs a permis de générer respectivement néant (444 millions de dollars en 2005) et 23 millions de dollars (546 millions de dollars en 2005), déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles. La cession ayant eu lieu en 2006 est liée à la vente de la participation de commandité de 17,5 % détenue par TransCanada dans Northern Border Partners, L.P. Les cessions effectuées en 2005 visaient la vente de la participation de TransCanada dans des parts de S.E.C. Électricité et PipeLines LP.

Activités de financement

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, TransCanada a affecté respectivement 4 millions de dollars et 352 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. TransCanada a émis des titres de créance totalisant 1 250 millions de dollars durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006, les billets à payer ont augmenté de 4 millions de dollars, tandis que les billets à payer ont diminué de 449 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006.

En octobre 2006, la société a émis des billets à moyen terme échéant en octobre 2016 et comportant un taux d'intérêt de 4,65 % d'un montant de 400 millions de dollars. Le produit de l'émission a servi à réduire l'encours des billets à payer de la société.

L'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 28 millions de dollars et 130 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006.

Dividendes

Le 30 octobre 2006, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2006, un dividende trimestriel de 0,32 \$ par action ordinaire en circulation. Il s'agit du 172^e dividende trimestriel consécutif versé par TransCanada et sa filiale sur les actions ordinaires. Le dividende est payable le 31 janvier 2007 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 décembre 2006.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2006, les obligations futures de l'entreprise d'énergie au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté comparativement au 31 décembre 2005, principalement en raison des engagements de TransCanada avec l'OEO pour la construction du Portland Energy Centre (PEC), dont il est question sous la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

Outre l'engagement relatif au PEC, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada entre le 31 décembre 2005 et le 30 septembre 2006, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TransCanada paraissant dans le rapport annuel 2005 de TransCanada.

Instruments financiers et autres instruments

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2005 sont présentés ci-après.

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. La juste valeur et les volumes de référence des contrats sur écarts ainsi que pour les swaps, les contrats à terme, les options et les contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après.

Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)	Traitement comptable	30 septembre 2006	31 décembre 2005
		(non vérifié) Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	(89)	(130)
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	(6)	13
Gaz – swaps et contrats à terme (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	(58)	17
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	26	(11)

Volumes de référence
30 septembre 2006
(non vérifié)

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	4 946	11 189	-	-
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 465	917	-	-
Gaz – swaps et contrats à terme (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	81	60
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	15	20
Contrats de chaleur résiduelle (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	-	12	-	-

Volumes de référence
31 décembre 2005

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	2 566	7 780	-	-
	Éléments autres que de couverture	1 332	456	-	-
Gaz – swaps et contrats à terme	Éléments de couverture	-	-	91	69
	Éléments autres que de couverture	-	-	15	18

Certaines des coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant l'électricité pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. La quote-part de la société de la juste valeur des instruments dérivés portant sur les ventes d'électricité en vigueur au 30 septembre 2006 était de 55 millions de dollars ((38) millions de dollars au 31 décembre 2005) et elle vise des contrats portant sur la période allant de 2006 à 2010. La quote-part de la société des volumes des ventes de référence liée à ce risque s'établit à 4 500 GWh au 30 septembre 2006 (2 058 GWh au 31 décembre 2005).

Gestion des risques

Les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TransCanada est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2005. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2005 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Contrôles et procédés

Au 30 septembre 2006, la direction de TransCanada, notamment le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédés de communication de l'information de la société. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de TransCanada de conclure et de réitérer que les contrôles et procédés de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice, il ne s'est produit aucun changement quant au contrôle interne à l'égard de l'information financière 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 TransCanada.

Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TransCanada, qui n'a pas été modifiée depuis le 31 décembre 2005, concerne le fait que le mode de comptabilisation de ses activités réglementées est prescrit par réglementation. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2005 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur cette convention comptable d'importance critique.

Estimations comptables d'importance critique

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Depuis le 31 décembre 2005, l'estimation comptable d'importance critique de TransCanada demeure la dotation aux amortissements. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2005 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

Perspectives

En 2006, TransCanada prévoit que son bénéfice net sera supérieur aux prévisions en raison des économies d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars découlant du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations durant le trimestre visé, de l'incidence favorable de 33 millions de dollars découlant des réductions des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada, des résultats améliorés du secteur de l'énergie jusqu'à maintenant et du bénéfice net découlant des activités abandonnées à la suite des règlements obtenus dans le cadre de la faillite de Mirant. Ces incidences mises à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2005. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2005 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

En 2006, TransCanada continuera d'orienter ses ressources vers les occasions de croissance à long terme qui lui permettront de consolider son rendement financier et de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Grâce à son bénéfice net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son solide bilan, la société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit les pipelines et l'énergie.

La cote d'émetteur accordée à TransCanada par Moody's Investors Service (Moody's) est A3, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's et Standard & Poor's ont accordées aux titres de créance de premier rang non garantis de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) demeurent respectivement A, A2 et A-. DBRS et Moody's continuent de considérer les perspectives d'avenir comme étant stables, et Standard & Poor's, comme étant négatives.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Pipelines détenus en propriété exclusive

Réseau de Gas Transmission Northwest

En juin 2006, le réseau de Gas Transmission Northwest a déposé un dossier tarifaire auprès de la FERC. Ce dossier détaillé nécessite un certain nombre de modifications tarifaires, y compris une majoration des tarifs pour les services de transport. Le tarif actuel est fondé sur le dernier dossier tarifaire déposé en 1994. Les tarifs proposés comprennent un taux de rendement de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 14,5 %, un ratio réputé des actionnaires ordinaires de 62,99 % et un taux d'amortissement de 2,76 % pour les installations de transport.

GTN s'attend à recevoir, durant le premier trimestre de 2007, une ordonnance de procédure de la FERC qui établira un calendrier pour la tenue de l'audience sur les tarifs de GTN.

Expansion de North Baja Pipeline

Le 7 février 2006, North Baja Pipeline, société détenue par TransCanada, a présenté auprès de la FERC une demande d'expansion et de révision de son réseau actuel afin de faciliter l'importation de plus de 2,7 milliards de pieds cubes par jour de GNL regazéifié en provenance du Mexique et à destination des marchés de la Californie et de l'Arizona. Plus précisément, North Baja propose de modifier son réseau actuel pour permettre l'écoulement bidirectionnel du gaz naturel, de construire une nouvelle station de comptage et un pipeline d'interconnexion de 36 pouces permettant de relier les installations de Southern California Gas Company (SoCal Gas), de construire une canalisation latérale d'environ 74 kilomètres pour desservir des centrales électriques et d'aménager, sur environ 129 kilomètres, des canalisations de doublement de son réseau actuel avec des tuyaux d'un diamètre de 42 pouces et de 48 pouces. Le 6 octobre 2006, la FERC a rendu une décision préliminaire approuvant tous les aspects de la proposition de North Baja autres que ceux liés aux questions environnementales, qui feront l'objet d'une ordonnance future.

Tamazunchale

En septembre 2006, TransCanada a entrepris l'étape de la mise en service dans le cadre de la construction du gazoduc Tamazunchale dans le centre-est du Mexique. Le pipeline d'une longueur de 130 kilomètres devrait être mis en exploitation commerciale en décembre 2006 et transportera initialement 170 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel du réseau de gazoducs de PEMEX près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, au Mexique, à destination d'une centrale électrique située près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi, au Mexique. Aux termes du contrat conclu avec la Comisión Federal de Electricidad, la capacité de débit du pipeline Tamazunchale sera portée

à environ 430 millions de pieds cubes par jour à compter de 2009 pour répondre aux besoins supplémentaires de deux autres centrales dont la construction est envisagée à proximité de Tamazunchale.

Autres pipelines

En septembre 2006, le réseau de Northern Border a conclu un règlement avec certains clients au sujet du dossier tarifaire déposé auprès de la FERC. Le règlement, qui détermine les tarifs à long terme maximaux et les frais de transport imputés par le réseau de Northern Border, et qui est appuyé par le personnel du tribunal de la FERC, a été certifié par le juge administratif présidant le cas et a été soumis à la FERC pour approbation. Le processus d'approbation devrait se terminer vers la fin de 2006.

Mise en valeur des régions nordiques

Les audiences publiques sur le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie devraient prendre fin en avril 2007. Leur tenue est assurée par le comité d'examen conjoint, qui évalue les incidences environnementales et socio-économiques, alors que l'ONÉ examine tous les autres aspects du projet, y compris l'ingénierie, la sécurité, les besoins et la faisabilité économique. Parallèlement, les promoteurs du projet réévaluent les estimations des dépenses en immobilisations et le calendrier de construction du projet à la lumière de la flambée des coûts à l'échelle de l'industrie et de la pénurie de travailleurs.

Pipeline Keystone

En avril 2006, TransCanada a déposé auprès du Département d'État des États-Unis une demande de permis présidentiel pour la construction, l'exploitation et l'entretien du pipeline Keystone. En septembre 2006, le Département d'État a délivré un avis de demande officiel ainsi qu'un avis d'intention de préparation d'un énoncé d'impact environnemental pour le projet.

En juin 2006, TransCanada Keystone Pipeline LP (Keystone LP) a saisi l'Illinois Commerce Commission d'une requête en vue d'obtenir un certificat autorisant le pipeline et le pouvoir d'expropriation. Une audience sur ce dossier devrait avoir lieu à la mi-novembre 2006.

En juin 2006, TransCanada et Keystone LP ont déposé auprès de l'ONÉ une demande visant à faire approuver le transfert d'une partie du réseau principal au Canada au pipeline Keystone. Dans le cadre de cette demande de transfert, TransCanada souhaite également faire approuver une réduction de la base tarifaire du réseau principal au Canada d'un montant correspondant à la valeur comptable nette (VCN) des installations transférées, et Keystone LP veut faire approuver l'ajout de VCN aux installations à la base tarifaire du pipeline Keystone. La demande de transfert est la première de deux importantes demandes réglementaires requises en vue d'obtenir les approbations nécessaires pour construire le tronçon canadien du pipeline Keystone. Les témoignages de vive voix dans le cadre de l'audience publique sur ce dossier ont commencé le 23 octobre 2006.

En juillet 2006, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ le dossier d'information préliminaire sur les nouvelles installations requises. TransCanada prévoit déposer auprès de l'ONÉ une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour construire les nouvelles installations plus tard cette année, lorsque les évaluations environnementales seront terminées. Le projet est également assujéti à l'approbation de divers organismes de réglementations américains.

Énergie

Bruce Power

Dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf, la livraison durant le troisième trimestre de 2006 des trois premières de 16 chaudières à vapeur, qui seront installées pour les premier et deuxième réacteurs, a marqué une autre étape importante en vue du redémarrage. Le redémarrage des premier et deuxième réacteurs devrait permettre de fournir une capacité de production supplémentaire de 1 500 MW en Ontario, le premier réacteur devant être remis en marche vers la fin de 2009. Bruce Power prévoit également remplacer les huit chaudières à vapeur de chacun des troisième et quatrième réacteurs. Des inspections récentes ont permis de constater que les chaudières à vapeur du quatrième réacteur peuvent demeurer en exploitation jusqu'en 2010, puis être alors remplacées. La remise à neuf du troisième réacteur devrait commencer vers la fin de 2009.

En août 2006, Bruce Power a présenté à la Commission canadienne de sûreté nucléaire une demande au sujet de la préparation du chantier de Bruce en vue de la construction possible de nouveaux réacteurs sur les lieux.

Cartier énergie

Les travaux de construction du parc éolien de 109,5 MW à Baie-des-Sables continuent de se dérouler dans le respect du calendrier et ils devraient se terminer en décembre 2006. La construction d'un parc éolien de 100,5 MW à Anse-à-Valleau se poursuit également. Il s'agit du deuxième de six parcs éoliens constituant le projet de Cartier énergie éolienne dans la région de Gaspé au Québec. Le parc éolien d'Anse-à-Valleau devrait alimenter le réseau d'Hydro-Québec d'ici décembre 2007. TransCanada détient une participation de 62 % dans le projet de Cartier énergie éolienne, auquel Hydro-Québec Distribution a octroyé, en octobre 2004, six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW.

Portlands Energy Centre

Au troisième trimestre de 2006, Portlands Energy Centre L.P. (Portland Energy) a signé un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre (AAEP) de 20 ans avec l'OEO pour une centrale à cycle combiné à haut rendement énergétique d'une capacité de 550 MW qui sera construite au centre-ville de Toronto. Portlands Energy est une société en commandite issue d'un partenariat entre Ontario Power Generation et TransCanada. Chacune des parties détient une participation de 50 %. Le coût en capital du PEC est évalué à environ 730 millions de dollars. Le PEC devrait être en exploitation en mode de cycle simple et assurer la livraison de 340 MW d'électricité à la Ville de Toronto pour répondre à la demande estivale de pointe à partir du 1^{er} juin 2008, puis être achevé durant le deuxième trimestre de 2009.

Bécancour

La construction de la centrale de cogénération de Bécancour, d'une puissance de 550 MW, s'est terminée en septembre 2006. La centrale, située près de Trois-Rivières, au Québec, a été mise en service vers la fin du troisième trimestre de 2006 et, dans le respect de ses obligations conformément à un contrat à long terme, elle a commencé à alimenter Hydro-Québec Distribution en électricité.

Cacouna

La commission mixte formée de représentantes de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) sur le projet envisagé d'Énergie Cacouna a demandé une prorogation pour étudier des documents supplémentaires et des améliorations au projet proposé. Énergie Cacouna anticipe recevoir les approbations gouvernementales au début de 2007. Énergie Cacouna est un partenariat entre TransCanada et Petro-Canada. Le terminal proposé permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé et d'expédier environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Broadwater

Le 22 septembre 2006, la garde côtière américaine a rendu public son rapport sur la pertinence des voies navigables dans le cadre du projet de Broadwater Energy. Le rapport a établi que l'installation de GNL proposée dans les eaux de l'État de New York du détroit de Long Island peut être exploitée en toute sécurité et propose une série de mesures d'atténuation. Ce rapport marque une autre étape importante de l'examen réglementaire en cours pour le projet de Broadwater Energy. Broadwater Energy est un partenariat entre TransCanada et Shell U.S. Gas & Power. Le terminal de Broadwater permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé et d'expédier environ un milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour en moyenne.

Edson

La construction de l'installation de stockage de gaz naturel d'Edson, en Alberta, était presque achevée à la fin du troisième trimestre de 2006 et sa mise en service aura lieu au quatrième trimestre de 2006. Elle devrait commencer à accueillir du gaz naturel plus tard cette année. L'installation d'Edson aura une capacité de stockage d'environ 60 petajoules de gaz naturel et sera raccordée au réseau de l'Alberta.

Renseignements sur les actions

Au 30 septembre 2006, TransCanada avait 488 358 307 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait en circulation 9 417 680 options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 6 496 607 options pouvaient être exercées au 30 septembre 2006.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2006			2005				2004
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	1 850	1 685	1 894	1 771	1 494	1 449	1 410	1 480
Bénéfice net								
Activités poursuivies	293	244	245	350	427	200	232	185
Activités abandonnées	-	-	28	-	-	-	-	-
	293	244	273	350	427	200	232	185
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base								
Activités poursuivies	0,60 \$	0,50 \$	0,50 \$	0,72 \$	0,88 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-	-	-	-	-
	0,60 \$	0,50 \$	0,56 \$	0,72 \$	0,88 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$
Bénéfice net par action – dilué								
Activités poursuivies	0,60 \$	0,50 \$	0,50 \$	0,71 \$	0,87 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-	-	-	-	-
	0,60 \$	0,50 \$	0,56 \$	0,71 \$	0,87 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,32 \$	0,32 \$	0,32 \$	0,305 \$	0,305 \$	0,305 \$	0,305 \$	0,29 \$

⁽¹⁾ Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de la période à l'étude. On trouve, à la note 1, à la note 2 et à la note 23 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2005 de TransCanada, des renseignements détaillés au sujet des facteurs influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

L'entreprise de pipelines est principalement constituée des participations de la société dans des pipelines réglementés et ses produits ainsi que son résultat net annuels 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 résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de même qu'en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Principalement, l'entreprise d'énergie construit, détient et exploite des centrales électriques, vend de l'électricité et investit dans des installations de stockage du gaz naturel et ses produits ainsi que son résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux éléments ayant influé sur le résultat net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit:

- Au quatrième trimestre de 2004, TransCanada a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté dans le résultat net un montant de 14 millions de dollars depuis la date d'acquisition, soit le 1^{er} novembre 2004. Le secteur de l'énergie a constaté un montant de 16 millions de dollars avant les impôts qui illustre l'incidence positive d'une opération de restructuration ayant trait à des contrats d'achat d'électricité aux

États-Unis entre OSP et Boston Edison relativement aux installations énergétiques de l'Est.

- Le résultat net du premier trimestre de 2005 comprend un gain de 49 millions de dollars après les impôts lié à la vente de parts de PipeLines LP. Les résultats du secteur de l'énergie tiennent compte de coûts de 10 millions de dollars après les impôts pour la restructuration par OSP de contrats d'approvisionnement en gaz naturel. De plus, le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de l'accroissement des charges d'exploitation attribuable à l'exploitation de six réacteurs.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprend un montant de 21 millions de dollars (13 millions de dollars en rapport avec 2004 et 8 millions de dollars en rapport avec le semestre terminé le 30 juin 2005), en raison de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Le 1^{er} avril 2005, TransCanada a conclu l'acquisition auprès de USGen New England, Inc. des actifs de production hydroélectrique de TC Hydro. Le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence prolongée des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de travaux d'entretien correctif à la suite d'une panne du sixième réacteur du fait qu'un transformateur a pris feu.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2005 comprend des gains de 193 millions de dollars après les impôts liés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité. En outre, le bénéfice de participation de Bruce Power s'est accru comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de la hausse des prix réalisés pour l'électricité et d'une légère augmentation des volumes de production.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2005 comprend un gain de 115 millions de dollars après les impôts lié à la vente de Paiton Energy. De plus, compte tenu de la création de Bruce A, les résultats de Bruce Power ont été consolidés sur une base proportionnelle à partir du 31 octobre 2005.
- Le résultat net du premier trimestre de 2006 comprend un règlement de 18 millions de dollars après les impôts reçu par Gas Transmission Northwest System à la suite d'une demande soumise dans le cadre d'une faillite. De plus, le résultat net du secteur de l'énergie comprend la contribution découlant de la CAE de Sheerness, d'une capacité de 756 MW, acquise le 31 décembre 2005.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2006 comprend 33 millions de dollars attribuables à l'incidence favorable sur les impôts futurs (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions pour le secteur Siège social) découlant de réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le résultat du secteur des pipelines comprend un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de commandité de 17,5 % détenue par la société dans Northern Border Partners, L.P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2006 tient compte d'une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations durant le trimestre.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	1 850	1 494	5 429	5 422
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	382	319	1 224	834
Autres coûts et charges	593	438	1 696	1 279
Amortissement	264	247	787	752
	1 239	1 004	3 707	2 865
Autres charges (produits)				
Charges financières	203	210	612	625
Charges financières des coentreprises	22	16	67	49
Bénéfice de participation	(4)	(120)	(28)	(196)
Intérêts créditeurs et autres produits	(32)	(21)	(96)	(49)
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	(23)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	(245)	-	(245)
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	-	(82)
	189	(160)	532	102
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	422	650	1 190	1 386
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	31	189	278	429
Futurs	75	12	71	38
	106	201	349	467
Participations sans contrôle				
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	6	6	17	17
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	11	15	32	36
Autres	6	1	10	7
	23	22	59	60
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	293	427	782	859
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	-	28	-
Bénéfice net	293	427	810	859
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies	0,60 \$	0,88 \$	1,60 \$	1,77 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-
De base	0,60 \$	0,88 \$	1,66 \$	1,77 \$
Dilué	0,60 \$	0,87 \$	1,65 \$	1,76 \$
Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)	487,9	486,7	487,7	485,9
Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)	490,2	489,6	490,1	488,7

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	293	427	810	859
Amortissement	264	247	787	752
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P., déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	-	(11)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	(166)	-	(166)
Gain à la vente de parts de PipeLines LP, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	-	-	(31)
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(1)	(53)	(8)	(70)
Impôts futurs	75	12	71	38
Participations sans contrôle	23	22	59	60
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges	(2)	12	(17)	(5)
Autres	10	2	27	(16)
Fonds provenant de l'exploitation	662	503	1 718	1 421
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(43)	90	(136)	(173)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	619	593	1 582	1 248
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(372)	(166)	(1 002)	(409)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	-	-	(358)	(632)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	444	23	546
Montants reportés et autres	(47)	43	(63)	93
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(419)	321	(1 400)	(402)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires	(156)	(149)	(461)	(438)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(16)	(24)	(47)	(62)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	4	(696)	(449)	(163)
Dette à long terme émise	-	-	1 250	799
Réduction de la dette à long terme	(4)	(10)	(352)	(962)
Dette à long terme émise par des coentreprises	14	-	38	5
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(27)	(2)	(48)	(19)
Actions ordinaires émises	12	10	25	39
Sorties nettes liées aux activités de financement	(173)	(871)	(44)	(801)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	1	(12)	(8)	10
Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	28	31	130	55
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	314	215	212	191
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	342	246	342	246
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	87	102	455	409
Intérêts payés	195	221	629	676

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	30 septembre 2006 (non vérifié)	31 décembre 2005
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	342	212
Débiteurs	762	796
Stocks	277	281
Autres	265	277
	1 646	1 566
Placements à long terme	77	400
Immobilisations corporelles	20 846	20 038
Autres éléments d'actif	2 218	2 109
	24 787	24 113
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	513	962
Créditeurs	1 274	1 494
Intérêts courus	265	222
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	415	393
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	124	41
	2 591	3 112
Montants reportés	1 109	1 196
Impôts futurs	773	703
Dette à long terme	10 306	9 640
Dette à long terme des coentreprises	1 157	937
Titres privilégiés	513	536
	16 449	16 124
Participations sans contrôle		
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	298	318
Autres	82	76
	769	783
Capitaux propres		
Actions ordinaires	4 780	4 755
Surplus d'apport	273	272
Bénéfices non répartis	2 611	2 269
Écart de conversion	(95)	(90)
	7 569	7 206
	24 787	24 113

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des bénéfices non répartis

(non vérifié)
(en millions de dollars)

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre
2006 2005

Solde au début de la période	2 269	1 655
Bénéfice net	810	859
Dividendes sur les actions ordinaires	(468)	(445)
	2 611	2 069

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés vérifiés annuels de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés 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 vérifiés de 2005 compris dans le rapport annuel 2005 de TransCanada. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés 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. Informations sectorielles

Le 1^{er} juin 2006, TransCanada a révisé la composition et la désignation de ses secteurs d'exploitation isolables, qui sont désormais les pipelines et l'énergie. Le secteur des pipelines comprend principalement les pipelines de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Le secteur de l'énergie regroupe les entreprises d'exploitation de centrales électriques, de stockage de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié (GNL) de la société au Canada et aux États-Unis. L'information financière sur ces secteurs a été modifiée pour tenir compte de la structure d'organisation interne de la société. Les informations sectorielles ont été retraitées rétroactivement pour tenir compte des modifications apportées aux secteurs d'exploitation isolables. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé.

Les incidences sur le bénéfice net de chacun des secteurs des pipelines et de l'énergie pour chaque trimestre de 2005 et le premier trimestre de 2006 sont présentées ci-après.

(non vérifié – en millions de dollars)	T1	T2	2005 T3	T4	Total	2006 T1
Pipelines						
Bénéfice net – antérieurement déclaré sous Transport de gaz	211	165	148	160	684	168
Reclassements :						
Stockage de gaz naturel	(4)	(1)	(2)	(9)	(16)	(13)
Coûts liés au GNL	2	2	3	4	11	2
Bénéfice net – révisé	209	166	149	155	679	157
Énergie						
Bénéfice net – antérieurement déclaré sous Électricité	30	42	292	197	561	89
Reclassements :						
Stockage de gaz naturel	4	1	2	9	16	13
Coûts liés au GNL	(2)	(2)	(3)	(4)	(11)	(2)
Bénéfice net – révisé	32	41	291	202	566	100

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Produits	1 010	993	840	501	-	-	1 850	1 494
Coût des marchandises vendues	-	-	(382)	(319)	-	-	(382)	(319)
Autres coûts et charges	(351)	(310)	(240)	(127)	(2)	(1)	(593)	(438)
Amortissement	(231)	(235)	(33)	(12)	-	-	(264)	(247)
	428	448	185	43	(2)	(1)	611	490
Charges financières et participations sans contrôle	(197)	(198)	-	-	(29)	(34)	(226)	(232)
Charges financières des coentreprises	(17)	(16)	(5)	-	-	-	(22)	(16)
Bénéfice de participation	4	21	-	99	-	-	4	120
Intérêts créditeurs et autres produits	25	8	2	2	5	11	32	21
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	-	245	-	-	-	245
Impôts sur les bénéfices	(113)	(114)	(59)	(98)	66	11	(106)	(201)
Activités poursuivies	130	149	123	291	40	(13)	293	427
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	-
Bénéfice net							293	427

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Produits	2 956	2 981	2 473	1 372	-	-	5 429	4 353
Coût des marchandises vendues	-	-	(1 224)	(834)	-	-	(1 224)	(834)
Autres coûts et charges	(994)	(899)	(695)	(376)	(7)	(4)	(1 696)	(1 279)
Amortissement	(692)	(700)	(95)	(52)	-	-	(787)	(752)
	<u>1 270</u>	<u>1 382</u>	<u>459</u>	<u>110</u>	<u>(7)</u>	<u>(4)</u>	<u>1 722</u>	<u>1 488</u>
Charges financières et participations sans contrôle	(573)	(588)	-	(2)	(98)	(95)	(671)	(685)
Charges financières des coentreprises	(50)	(44)	(17)	(5)	-	-	(67)	(49)
Bénéfice de participation	28	54	-	142	-	-	28	196
Intérêts créditeurs et autres produits	59	21	5	5	32	23	96	49
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	23	-	-	-	-	-	23	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	82	-	-	-	-	-	82
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	-	245	-	-	-	245
Impôts sur les bénéfices	(323)	(383)	(127)	(131)	101	47	(349)	(467)
Activités poursuivies	<u>434</u>	<u>524</u>	<u>320</u>	<u>364</u>	<u>28</u>	<u>(29)</u>	<u>782</u>	<u>859</u>
Activités abandonnées							28	-
Bénéfice net							<u>810</u>	<u>859</u>

Total de l'actif

(en millions de dollars)	30 septembre 2006 (non vérifié)	31 décembre 2005
Pipelines	17 966	17 872
Énergie	5 715	5 303
Siège social	1 106	938
	<u>24 787</u>	<u>24 113</u>

3. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2005 sont présentés ci-après.

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. La juste valeur et les volumes de référence des contrats sur écarts ainsi que pour les swaps, les contrats à terme, les options et les contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après.

Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2006 (non vérifié)		31 décembre 2005		
	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur		
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	(89)	(130)		
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	(6)	13		
Gaz – swaps et contrats à terme (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	(58)	17		
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	26	(11)		
<hr/>					
Volumes de référence 30 septembre 2006 (non vérifié)		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	4 946	11 189	-	-
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 465	917	-	-
Gaz – swaps et contrats à terme (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	81	60
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	15	20
Contrats de chaleur résiduelle (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	-	12	-	-

Volumes de référence 31 décembre 2005		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats
Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	2 566	7 780	-	-
	Éléments autres que de couverture	1 332	456	-	-
Gaz – swaps et contrats à terme	Éléments de couverture	-	-	91	69
	Éléments autres que de couverture	-	-	15	18

Certaines des coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant l'électricité pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. La quote-part de la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité en vigueur au 30 septembre 2006 est de 55 millions de dollars ((38) millions de dollars au 31 décembre 2005) et elle vise des contrats portant sur la période allant de 2006 à 2010. La quote-part de la société des volumes des ventes de référence liée à ce risque s'établissait à 4 500 GWh au 30 septembre 2006 (2 058 GWh au 31 décembre 2005).

4. Dette à long terme

En janvier 2006, la société a émis des billets à moyen terme échéant en 2011 comportant un taux d'intérêt de 4,3 % pour une valeur de 300 millions de dollars et, en mars 2006, elle a émis des billets de premier rang non garantis échéant en 2036 comportant un taux d'intérêt de 5,85 % pour une valeur de 500 millions de dollars US. En octobre 2006, la société a émis des billets à moyen terme échéant en octobre 2016 comportant un taux d'intérêt de 4,65 % pour une valeur de 400 millions de dollars.

En avril 2006, TC PipeLines, LP (PipeLines LP) a prélevé 307 millions de dollars US sur sa facilité de crédit non garantie afin de financer la tranche au comptant du prix d'achat d'une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border). La facilité de crédit est assortie d'une durée de deux ans et tous les montants impayés seront exigibles le 31 mars 2008. Les emprunts aux termes de la facilité de crédit portent intérêt, selon le choix de PipeLines LP, au taux interbancaire offert à Londres ou au taux de base majoré, dans l'un et l'autre cas, de la marge qui s'applique.

5. Activités abandonnées

Le bénéfice net de TransCanada pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars (0,06 \$ par action), ce qui reflète les règlements, reçus durant le premier trimestre de 2006, à la suite de demandes soumises dans le cadre d'une faillite liée à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TransCanada s'est dessaisie en 2001.

6. Acquisitions et cessions

En avril 2006, PipeLines LP a réalisé l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border au prix de 307 millions de dollars US, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Dans le cadre de cette opération, PipeLines LP a indirectement pris en charge la dette d'environ 120 millions de dollars US de Northern Border. Du prix d'achat total, 114 millions de dollars US ont été affectés à l'écart d'acquisition et le reste a été imputé principalement aux immobilisations corporelles. Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TransCanada a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border à partir d'avril 2006. Aux termes de cette opération, une filiale de TransCanada deviendra, au début du deuxième trimestre de 2007, l'exploitant de Northern Border, société actuellement exploitée par une filiale d'ONEOK Inc. (ONEOK).

Parallèlement à cette opération, TransCanada a réalisé la vente de sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners, L.P. à une filiale d'ONEOK pour un produit net d'environ 30 millions de dollars US, ce qui a donné lieu à un gain après les impôts de 13 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats du secteur des pipelines, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 10 millions de dollars, y compris une charge de 12 millions de dollars au titre des impôts exigibles.

7. Impôts sur les bénéfices

Au deuxième trimestre de 2006, TransCanada a constaté 33 millions de dollars au titre d'économies d'impôts futures (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions de dollars pour le secteur Siège social) à la suite de réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada décrétées au deuxième trimestre de 2006. Au troisième trimestre de 2006, TransCanada a constaté des économies d'impôts d'environ 50 millions de dollars à la suite de la résolution de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et de modifications des estimations durant le trimestre visé.

8. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2006	2005	2006	2005
Coût des services rendus au cours de la période	10	7	1	-
Intérêts débiteurs	16	16	2	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(18)	(16)	(1)	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglemantée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	5	1	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	15	13	4	2

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2006	2005	2006	2005
Coût des services rendus au cours de la période	28	22	2	1
Intérêts débiteurs	49	48	6	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(53)	(48)	(2)	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	20	13	2	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	3	2	1	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	47	37	11	8

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs éventuels.
Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 1 800 361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Myles Dougan au (403) 920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457. Relations avec les médias : Jennifer Varey au (403) 920-7859.

Site Internet de TransCanada : <http://www.transcanada.com>