

TransCanada Corporation

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

Communiqué

TransCanada déclare un bénéfice net de 1,2 milliard de dollars en 2005 Le conseil d'administration majore le dividende trimestriel

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

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2005

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

- Le conseil d'administration déclare un dividende trimestriel de 0,32 \$ par action ordinaire, soit une majoration de 5 %.
- Exclusion faite des gains, le bénéfice net du quatrième trimestre de 2005 s'établit à 235 millions de dollars (0,48 \$ par action), soit une hausse de 27 %.
- Exclusion faite des gains, le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 se chiffre à 852 millions de dollars (1,75 \$ par action), soit une augmentation de 8 %.
- Les fonds provenant de l'exploitation du quatrième trimestre de 2005 totalisent 530 millions de dollars, un accroissement de 12 %; pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, ils ont progressé de 15 % pour atteindre 1 951 millions de dollars.

Le conseil d'administration de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) a déclaré aujourd'hui un dividende trimestriel de 0,32 \$ par action ordinaire pour le trimestre se terminant le 31 mars 2006, soit une majoration de 5 % comparativement au dividende de 0,305 \$ versé pour chacun des quatre derniers trimestres. Le dividende est payable le 28 avril 2006 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mars 2006. Il s'agit de la sixième augmentation annuelle consécutive du dividende sur les actions ordinaires.

TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net et le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) du quatrième trimestre de 2005 se sont chiffrés à 350 millions de dollars (0,72 \$ par action). À l'exclusion du gain après impôts de 115 millions de dollars (0,24 \$ par action) réalisé à la vente de la participation de la société dans PT Paiton Energy Company (Paiton Energy), le résultat net a été de 235 millions de dollars (0,48 \$ par action), soit une hausse de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action) comparativement aux 185 millions de dollars (0,38 \$ par action) pour le quatrième trimestre de 2004.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le bénéfice net de TransCanada a atteint 1 209 millions de dollars (2,49 \$ par action), alors qu'il avait été de 1 032 millions de dollars (2,13 \$ par action) en 2004. Le résultat net de 2005 comprend les gains découlant de la vente de S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), de Paiton Energy et des parts de TC PipeLines, LP (PipeLines LP), alors que le résultat net de 2004 englobait les gains découlant de la vente des actifs de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité ainsi que la participation en actions de la société dans Millenium. Compte non tenu des gains totaux de 357 millions de dollars constatés en 2005 et des gains totaux de 194 millions de dollars constatés en 2004, le résultat net de 2005 s'est établi à 852 millions de dollars (1,75 \$ par action), soit une hausse de 66 millions de dollars (0,13 \$ par action) comparativement à 2004.

À 530 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, les fonds provenant de l'exploitation sont de 55 millions de dollars supérieurs au chiffre inscrit au quatrième trimestre de 2004. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les fonds provenant de l'exploitation ont progressé de 248 millions de dollars comparativement à ceux de 2004 pour atteindre 1 951 millions de dollars.

« Les résultats éloquents de TransCanada en 2005 sont directement tributaires des dépenses d'investissement considérables engagées au cours des six dernières années, a souligné Hal Kvisle, chef de la direction de TransCanada. Nous avons investi, sur cette période, près de 9 milliards de dollars pour assurer la croissance de nos entreprises de transport de gaz naturel et d'électricité en Amérique du Nord, ce qui nous a permis d'afficher un résultat soutenu dans le secteur du transport de gaz naturel et d'établir une entreprise de production d'électricité imposante et rentable. »

« Les événements de la dernière année ont souligné le besoin critique d'aménager, dans nombre de régions de l'Amérique du Nord, de nouvelles infrastructures de transport de gaz et de production d'électricité. TransCanada continue de jouer un rôle critique sur le marché énergétique nord-américain par le truchement de son vaste réseau de transport de gaz naturel et du nombre croissant de ses centrales électriques », a ajouté M. Kvisle.

« En 2005, TransCanada a investi environ 2,1 milliards de dollars dans ses entreprises essentielles. Les acquisitions dignes de mention comprennent la convention d'achat d'électricité de Sheerness, et les actifs de Northeast US Hydro. Les principaux projets d'aménagement comprennent Bruce Power, la centrale de cogénération de Bécancour, le projet de Cartier énergie éolienne et l'oléoduc Keystone. Les projets à plus long terme ont trait au transport de gaz naturel des régions nordiques et à l'aménagement d'installations pour le gaz naturel liquéfié. Les acquisitions, les projets en cours et les projets à plus long terme contribueront à réaffirmer notre position de société d'infrastructures énergétiques dominante en Amérique du Nord. »

« Notre succès est le résultat concret de notre savoir-faire dans nos principaux secteurs d'activité, de notre expérience de l'exploitation fiable et rentable d'infrastructures à grande échelle et de notre solidité financière. Pour nos actionnaires, cela signifie un autre exercice de croissance marquée du résultat et des flux de trésorerie, et un rendement annuel total sur leur placement d'environ 28 %. Pour le sixième exercice consécutif, la confiance témoignée pour les perspectives de croissance de la société a permis au conseil d'administration de TransCanada de majorer le dividende versé aux actionnaires pour le porter à 1,28 \$ sur une base annuelle », a affirmé M. Kvisle.

Au cours du quatrième trimestre de 2005 et du premier mois de 2006, TransCanada s'est distinguée par les réalisations suivantes :

- Annonce en octobre que Bruce Power (collectivement les placements dans Bruce Power A L.P. (Bruce A) et Bruce Power L.P. (Bruce B)) et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), société d'État de la province d'Ontario, avaient conclu un accord à long terme prévoyant la remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A. Le coût du programme d'investissement pour les travaux de remise à neuf et en service devrait totaliser près de 4,25 milliards de dollars. À titre de propriétaire d'une participation de 47,9 % dans la nouvelle Bruce A (au même titre que BPC Generation Infrastructure Trust (BPC) – participation de 47,9 % et le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (fiducie n° 1) et The Society of Energy Professionals Trust – participation cumulée de 4,2 %), TransCanada financera sa quote-part du programme d'investissement, soit 2,125 milliards de dollars au moyen d'apports de capitaux durant la période allant jusqu'en 2011. Lorsque les premier et deuxième réacteurs auront été remis en service, la production de Bruce Power augmentera d'environ 1 500 mégawatts (MW) pour atteindre plus de 6 200 MW.
- Signature, en novembre, d'un protocole d'entente avec ConocoPhillips Company et ConocoPhillips Pipe Line Company (CPPL) (filiale en propriété exclusive de ConocoPhillips Company) stipulant que ConocoPhillips Company expédiera du pétrole brut dans l'oléoduc Keystone proposé (Keystone) et accordant à CPPL le droit d'acquérir une participation maximale de 50 % dans l'oléoduc. Le 31 janvier 2006, TransCanada a annoncé que des contrats fermes à long terme pour un total de 340 000 barils par jour avaient été obtenus dans le cadre de l'appel de soumissions ayant eu lieu au quatrième trimestre. L'oléoduc Keystone, dont le coût devrait être d'environ 2,1 milliards de dollars US, pourra transporter quotidiennement environ 435 000 barils de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Patoka, en Illinois au moyen d'un réseau de pipelines de 2 950 kilomètres.
- Acquisition, auprès de l'Alberta Balancing Pool, des droits et obligations résiduels aux termes de la convention d'achat d'électricité (CAE) de 756 MW de Sheerness au prix de 585 millions de dollars. La durée restante de la CAE est d'environ 15 ans. L'opération a été conclue le 30 décembre 2005.
- Conclusion de la vente de la participation de 11 % de la société dans Paiton Energy aux filiales de The Tokyo Electric Power Company pour un produit brut de 103 millions de dollars US (122 millions de dollars). Paiton Energy possède deux centrales électriques alimentées au charbon de 615 MW dans le Java oriental, en Indonésie.
- Appui reçu de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et d'autres parties prenantes relativement à la majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires des réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique de TransCanada pour le faire passer de 30 % à 36 % en date du 1^{er} janvier 2006. Le 21 décembre 2005, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a approuvé les droits du réseau de Foothills pour 2006, qui sont fondés sur le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 36 %, en tant que droits définitifs. En ce qui a trait au réseau de la Colombie-Britannique, les droits ont été autorisés provisoirement, et aucune question n'a été soulevée au sujet de la structure du capital.

- Poursuite des démarches dans le cadre des projets d'électricité de Bécancour et de Cartier énergie éolienne. Construction d'une centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour, près de Trois-Rivières, au Québec, dont les travaux se déroulent dans le respect du calendrier, et la mise en exploitation est prévue pour septembre 2006. Dans le cadre du projet de 740 MW de Cartier énergie éolienne, détenu à 62 % par TransCanada, des contrats de construction ont été octroyés en novembre et en décembre, et les travaux devraient débuter en mars 2006. Ce projet, situé dans la région de la Gaspésie au Québec, est le premier de six projets de Cartier énergie éolienne. Les installations devraient être mises en service entre la fin de 2006 et 2012.
- En janvier 2006, émission, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive TransCanada PipeLines Limited (TCPL), de billets à moyen terme d'un montant de 300 millions de dollars d'effets comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,3 % conformément à son prospectus préalable canadien. Le produit de l'émission a servi à réduire les effets de commerce en vigueur.
- Au nom du projet Broadwater Energy, dépôt, le 30 janvier 2006, d'une demande en bonne et due forme auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis sollicitant l'approbation de la construction et de l'exploitation de l'installation prévue dans le cadre du projet Broadwater. L'installation proposée, qui serait située dans les eaux de l'État de New York dans le détroit de Long Island, permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le gaz naturel liquéfié importé et d'expédier annuellement environ un milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour. Le coût estimatif des travaux de construction se situe entre 700 millions de dollars US et 1 milliard de dollars US. Broadwater est un projet conjoint de TransCanada et de Shell US Gas and Power.
- Le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie continue de progresser. Les audiences publiques dans le cadre du processus réglementaire ont débuté à la fin de janvier 2006 et devraient se poursuivre tout au long de l'année.

Résultats d'exploitation

Résultats d'exploitation (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits	1 771	1 480	6 124	5 497
Bénéfice net				
Activités poursuivies	350	185	1 209	980
Activités abandonnées	-	-	-	52
	350	185	1 209	1 032
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation	530	475	1 951	1 703
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	124	(23)	(49)	29
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	654	452	1 902	1 732
Dépenses en immobilisations	(345)	(203)	(754)	(530)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(685)	(1 453)	(1 317)	(1 516)
Cessions, déduction faite des impôts exigibles	125	2	671	410
Données sur les actions ordinaires	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,72 \$	0,38 \$	2,49 \$	2,02 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,11
	0,72 \$	0,38 \$	2,49 \$	2,13 \$
Dividende déclaré par action	0,305 \$	0,29 \$	1,22 \$	1,16 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	487,1	484,7	486,2	484,1
Fin de la période	487,2	484,9	487,2	484,9

Résultats consolidés

Aperçu des résultats sectoriels

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Résultat net de l'entreprise de transport de gaz				
Exclusion des gains	160	157	635	579
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	49	-
Gain à la vente de Millennium	-	-	-	7
	160	157	684	586
Résultat net de l'entreprise d'électricité				
Exclusion des gains	82	31	253	209
Gain à la vente de Paiton Energy	115	-	115	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	193	187
	197	31	561	396
Activités non sectorielles	(7)	(3)	(36)	(2)
Bénéfice net				
Activités poursuivies ¹⁾	350	185	1 209	980
Activités abandonnées	-	-	-	52
	350	185	1 209	1 032
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies ²⁾	0,72 \$	0,38 \$	2,49 \$	2,02 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,11
De base	0,72 \$	0,38 \$	2,49 \$	2,13 \$
Dilué	0,71 \$	0,38 \$	2,47 \$	2,12 \$
¹⁾ Le bénéfice net découlant des activités poursuivies se compose de ce qui suit :				
Exclusion des gains	235	185	852	786
Gains liés à Paiton Energy, PipeLines LP, S.E.C. Électricité et Millennium	115	-	357	194
	350	185	1 209	980
²⁾ Le bénéfice net découlant des activités poursuivies par action se compose de ce qui suit :				
Exclusion des gains	0,48 \$	0,38 \$	1,75 \$	1,62 \$
Gains liés à Paiton Energy, PipeLines LP, S.E.C. Électricité et Millennium	0,24	-	0,74	0,40
	0,72 \$	0,38 \$	2,49 \$	2,02 \$

Le bénéfice net et le résultat net du quatrième trimestre de 2005 se sont chiffrés à 350 millions de dollars (0,72 \$ par action), soit 165 millions de dollars (0,34 \$ par action) de plus que les 185 millions de dollars (0,38 \$ par action) inscrits au quatrième trimestre 2004. Cette hausse s'explique par la flambée du résultat net de l'entreprise d'électricité, y compris un gain après impôts de 115 millions de dollars (0,24 \$ par action) réalisé à la vente de Paiton Energy.

Exclusion faite du gain de 115 millions de dollars à la vente de Paiton Energy, le bénéfice net et le résultat net du quatrième trimestre de 2005 se sont accrus de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action) comparativement à ceux du quatrième trimestre de 2004 pour atteindre 235 millions de

dollars (0,48 \$ par action). Cette hausse s'explique par les augmentations de 51 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité et de 3 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz, en partie annulées par l'accroissement de 4 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social. L'accroissement du résultat net de l'entreprise d'électricité provient surtout de la hausse du bénéfice d'exploitation et des produits divers tirés de Bruce Power et des établissements de l'Est. Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a augmenté, principalement grâce à la progression du résultat du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja (collectivement GTN), dont TransCanada s'est portée acquéreur le 1^{er} novembre 2004. L'augmentation des charges nettes du secteur Siège social durant le quatrième trimestre de 2005, comparativement à la même période en 2004, s'explique surtout par la hausse des intérêts débiteurs, en partie annulée par un remboursement d'impôts sur les bénéfices au quatrième trimestre de 2005.

Le bénéfice net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est chiffré à 1 209 millions de dollars (2,49 \$ par action), comparativement à 1 032 millions de dollars (2,13 \$ par action) en 2004. Le bénéfice net de 2004 comprenait un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars (0,11 \$ par action).

Le résultat net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 1 209 millions de dollars (2,49 \$ par action), comparativement aux 980 millions de dollars (2,02 \$ par action) inscrits en 2004. Le résultat net de 2005 comprend des gains de 193 millions de dollars après impôts réalisés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité, des gains de 115 millions de dollars après impôts réalisés à la vente de Paiton Energy et des gains de 49 millions de dollars après impôts réalisés à la vente de parts de PipeLines LP, alors que le résultat net de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars après impôts réalisés à la vente des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité, la constatation de gains de dilution résultant de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et d'autres gains antérieurement reportés ainsi que le gain de 7 millions de dollars après impôts sur la vente de la participation en actions de la société dans Millennium.

Exclusion faite des gains totaux de 357 millions de dollars constatés en 2005 et des gains totaux de 194 millions de dollars constatés en 2004, le résultat net s'est accru de 66 millions de dollars (0,13 \$ par action) depuis 2004 pour passer à 852 millions de dollars (1,75 \$ par action) en 2005. Cette hausse s'explique avant tout par l'augmentation du résultat net des entreprises de transport de gaz et d'électricité, en partie annulée par l'accroissement des charges nettes du secteur Siège social.

Compte non tenu des gains réalisés à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et de la participation de la société dans Millennium en 2004, la progression de 56 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz entre 2004 et 2005 est principalement attribuable à la hausse de 57 millions de dollars résultant de la comptabilisation du résultat net de GTN sur un exercice complet. De plus, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz en 2005 comprend un montant d'environ 35 millions de dollars (13 millions de dollars visant 2004 et 22 millions de dollars visant l'exercice terminé le 31 décembre 2005), en raison 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 portait sur la structure du capital et 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 à l'entente tarifaire de 2005. La progression du résultat du réseau principal au Canada en 2005 en raison de cette décision de l'ONÉ a été en partie annulée

par l'incidence cumulée de la baisse de la base tarifaire moyenne, de la diminution du résultat net liée à la compression moindre des coûts d'exploitation et du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé en 2005, qui est inférieur à celui de 2004. Ces hausses du résultat net ont été en partie annulées par le recul du résultat net des autres entreprises de transport de gaz de TransCanada.

Compte non tenu des gains susmentionnés relativement à la participation de la société dans S.E.C. Électricité en 2004 et en 2005 et dans Paiton Energy en 2005, le résultat net de l'entreprise d'électricité en 2005 s'est accru de 44 millions de dollars en raison de la hausse du bénéfice d'exploitation et des produits divers de Bruce Power et des établissements de l'Est, atténuée par les contributions réduites des établissements de l'Ouest et par l'augmentation des frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers.

L'accroissement de 34 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social en 2005, comparativement à 2004, provient principalement de la hausse des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005 ainsi que de l'annulation, au troisième trimestre de 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 530 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, soit 55 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit au quatrième trimestre de 2004. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les fonds provenant de l'exploitation ont progressé de 248 millions de dollars comparativement au chiffre inscrit en 2004 pour atteindre 1 951 millions de dollars.

Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 160 millions de dollars et à 684 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, alors qu'il avait été de 157 millions de dollars et de 586 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2004.

Aperçu des résultats – Transport de gaz

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Gazoducs détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	67	71	283	272
Réseau de l'Alberta	38	40	150	150
GTN ¹⁾	18	14	71	14
Réseau de Foothills	5	5	21	22
Réseau de la Colombie-Britannique	1	2	6	7
	129	132	531	465
Autres entreprises de transport de gaz				
Great Lakes	10	12	46	55
Iroquois	3	3	17	17
PipeLines LP	2	3	9	16
Portland	4	4	11	10
Ventures LP	3	5	12	15
TQM	2	2	7	8
CrossAlta	7	7	19	13
TransGas	3	2	11	11
Régions nordiques	(1)	(3)	(4)	(6)
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(2)	(10)	(24)	(25)
	31	25	104	114
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	49	-
Gain à la vente de Millennium	-	-	-	7
	31	25	153	121
Résultat net	160	157	684	586

1) TransCanada s'est portée acquéreur de GTN le 1^{er} novembre 2004.

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Au quatrième trimestre de 2005, le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars contre celui de la période correspondante de 2004. Ce recul provient surtout de l'effet cumulé de la baisse de la base tarifaire moyenne en 2005, de la régression du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé, qui est passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005, ainsi que de la compression moindre des coûts d'exploitation en 2005 par rapport à 2004. Ces incidences négatives ont été en partie contrées par l'augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires. La décision rendue par l'ONÉ, en avril 2005, au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada prévoyait une majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui passait de 33 % à 36 % pour 2004, et qui est en vigueur également pour 2005 conformément à l'entente tarifaire conclue en 2005. Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 est de 11 millions de dollars supérieur à celui de 2004. Par suite de la décision de l'ONÉ de faire passer le ratio réputé de l'avoir des actionnaires de 33 % à 36 %, le résultat net du réseau principal au Canada a augmenté de 35 millions de dollars (13 millions de dollars relativement à 2004 et 22 millions de dollars relativement à 2005) entre 2004 et 2005. Cet accroissement a été en partie annulé par l'incidence cumulée de la base tarifaire réduite, de la compression moindre des coûts d'exploitation en 2005 par rapport à 2004, et du taux de rendement sur les capitaux propres inférieur approuvé en 2005.

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le quatrième trimestre de 2005, soit 38 millions de dollars, est de 2 millions de dollars inférieur aux 40 millions de dollars inscrits pour le même

trimestre en 2004. Le résultat net de 150 millions de dollars constaté pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 est comparable à celui de 2004. Le recul du résultat net du quatrième trimestre provient surtout de la diminution de la base tarifaire et de la baisse du taux de rendement sur les capitaux propres approuvé en 2005. Le résultat net de l'exercice demeure inchangé puisque l'incidence de la baisse de la base tarifaire et du taux de rendement approuvé en 2005 a été en partie annulée par les répercussions sur le résultat net de 2004 des coûts refusés dans la décision de l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta sur la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. Le résultat net de 2004 et de 2005 reflète un taux de rendement sur les capitaux propres respectivement de 9,60 % et de 9,50 % prescrit par l'EUB sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

GTN, dont TransCanada s'est portée acquéreur le 1^{er} novembre 2004, a produit un résultat net de 18 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, comparativement à 14 millions de dollars pour la période de deux mois terminée le 31 décembre 2004.

Données sur l'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre	Réseau principal au Canada ¹⁾		Réseau de l'Alberta ²⁾		Réseau de Gas Transmission Northwest ³⁾		Réseau de Foothills		Réseau de la C.-B.	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 807	8 196	4 446	4 619	s.o.	s.o.	680	714	216	228
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)										
Total	2 997	2 621	3 999	3 909	777	181	1 051	1 139	321	360
Moyenne quotidienne	8,2	7,2	11,0	10,7	2,1	3,0	2,9	3,1	0,9	1,0

- 1) En 2005, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 2 215 milliards de pieds cubes (2 017 milliards de pieds cubes en 2004), soit une moyenne quotidienne de 6,1 milliards de pieds cubes (5,5 milliards de pieds cubes en 2004).
- 2) En 2005, les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 4 034 milliards de pieds cubes en 2005 (3 952 milliards de pieds cubes en 2004); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,1 milliards de pieds cubes (10,8 milliards de pieds cubes en 2004).
- 3) TransCanada a fait l'acquisition du réseau de Gas Transmission Northwest le 1^{er} novembre 2004. Les volumes de livraison pour 2004 représentent le débit pour les mois de novembre et décembre 2004. Ce réseau est actuellement exploité aux termes d'un modèle tarifaire fixe approuvé par la FERC des États-Unis. Par conséquent, les résultats du réseau pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 31 millions de dollars, comparativement à 25 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2004. La hausse de 6 millions de dollars d'un exercice à l'autre s'explique principalement par la diminution des coûts d'élaboration de projets passés en charges au quatrième trimestre de 2005 en raison de la capitalisation des projets Broadwater et Keystone en 2005 et du résultat supérieur de Gas Pacifico. Ces hausses ont été en partie neutralisées par le recul du résultat de Great Lakes et de Ventures LP.

Le résultat net des autres entreprises de transport de gaz pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 153 millions de dollars, contre 121 millions de dollars en 2004. Si l'on ne tient pas compte des gains réalisés à la vente des parts de PipeLines LP en 2005 et de Millennium en 2004, le résultat net de 2005 est de 10 millions de dollars inférieur à celui de 2004. Cette baisse s'explique surtout par le recul du résultat net de Great Lakes, compte tenu du repli des produits

d'exploitation à court terme, de la hausse des frais d'exploitation et d'entretien et de la régression du résultat net de PipeLines LP en raison de la participation réduite. Les résultats ont également subi le contrecoup du fléchissement du dollar US en 2005. Ces réductions ont été atténuées par la hausse du résultat net de CrossAlta, qui a profité d'une capacité accrue et des conditions favorables pour le marché de stockage de gaz naturel en 2005.

Au 31 décembre 2005, TransCanada avait consenti des avances de 87 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group (APG) relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et avait capitalisé des coûts de 19 millions de dollars pour le projet Broadwater et des coûts de 6 millions de dollars relativement au projet Keystone.

Électricité

Aperçu des résultats – Électricité

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bruce Power	53	5	195	130
Établissements de l'Ouest	33	25	123	138
Établissements de l'Est	68	31	137	108
Placement dans S.E.C. Électricité	-	7	29	29
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(28)	(19)	(102)	(89)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	126	49	382	316
Charges financières	(4)	(4)	(11)	(13)
Impôts sur les bénéfices	(40)	(14)	(118)	(94)
	82	31	253	209
Gains liés à S.E.C. Électricité et Paiton Energy	115	-	308	187
Résultat net	197	31	561	396

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 197 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, soit 166 millions de dollars de plus que les 31 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2004. Le gain réalisé à la vente de Paiton Energy représente 115 millions de dollars de cette augmentation. À l'exclusion de ce gain, le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 82 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005. Comparativement à la même période en 2004, il s'agit d'une hausse de 51 millions de dollars qui s'explique avant tout par l'augmentation du bénéfice d'exploitation et des produits divers de Bruce Power et des établissements de l'Est.

L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation et aux produits divers s'est accru de 48 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, et ce, surtout grâce à la hausse des prix réalisés sur les volumes non visés par des contrats vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario, des volumes produits et de la participation dans les installations de Bruce A depuis le 31 octobre 2005.

Pour le quatrième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont été de 8 millions de dollars supérieurs à ceux de la même période en 2004. Cette hausse provient avant tout des marges supérieures au quatrième trimestre de 2005 résultant de l'augmentation des coûts thermiques sur le marché pour les ventes d'électricité non visées par des contrats. Cet accroissement a été en partie annulé par l'apport inférieur de la centrale de cogénération de Bear Creek, où l'arrêt d'exploitation pour entretien correctif s'est poursuivi pendant tout le trimestre.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 37 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2004 et celui de 2005, en raison surtout des contributions de TransCanada Hydro Northeast, Inc. (TC Hydro), qui détient les actifs de production d'énergie hydroélectrique achetés à USGen New England, Inc. le 1^{er} avril 2005 et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview en janvier 2005. L'incidence positive au quatrième trimestre de 2004 attribuable à une opération de restructuration visant les contrats d'achat d'électricité d'Ocean State Power (OSP) ainsi que l'absence de bénéfice d'exploitation découlant principalement de l'échéance de certains contrats de vente à long terme en 2004 ont en partie annulé ces augmentations.

Les frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers ont augmenté de 9 millions de dollars durant le quatrième trimestre de 2005, comparativement à la même période en 2004. Cette hausse s'explique surtout par les frais d'expansion des affaires supérieurs passés en charges en 2005 et l'incidence positive, au quatrième trimestre de 2004, de la constatation des gains de change non réalisés sur la dette libellée en dollars US de S.E.C. Électricité.

Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, soit 561 millions de dollars, est de 165 millions de dollars supérieur aux 396 millions de dollars inscrits en 2004. À l'exclusion du gain de 115 millions de dollars à la vente de Paiton Energy en 2005 et des gains de 193 millions de dollars et de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité inscrits respectivement en 2005 et en 2004, le résultat net de l'entreprise d'électricité a augmenté de 44 millions de dollars, passant de 209 millions de dollars en 2004 à 253 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Ce bond s'explique avant tout par la progression du bénéfice d'exploitation et des produits divers de Bruce Power et des établissements de l'Est, en partie annulée par le recul des contributions des établissements de l'Ouest et la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers.

Bruce Power

Le 31 octobre 2005, Bruce Power et l'OEO ont conclu un accord à long terme selon lequel Bruce A remettra à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée d'exploitation du troisième réacteur grâce au remplacement des chaudières à vapeur et des canaux de combustible au besoin, et remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Par suite de l'accord entre Bruce Power et l'OEO et de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, une nouvelle société a été créée. La nouvelle société Bruce A sous-loue, auprès de Bruce B, les installations de Bruce A qui abritent les premier au quatrième réacteurs. Dans le cadre de ces opérations, TransCanada et BPC ont chacune engagé des fonds au comptant nets d'environ 100 millions de dollars après avoir reçu une distribution spéciale de 200 millions de dollars chacune. Au 31 décembre 2005, TransCanada et BPC détenaient chacune une participation de 47,9 % dans Bruce A. Le reste, soit 4,2 %, appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (fiducie n° 1) et à The Society of Energy Professionals Trust. La création de la société Bruce A ne devrait aucunement influencer sur l'exploitation de la centrale de Bruce Power au quotidien, et TransCanada détient toujours une participation de 31,6 % dans les installations de Bruce B (cinquième à huitième réacteurs).

Dans le cadre de la restructuration, Bruce A et Bruce B sont devenues des entités contrôlées conjointement, et TransCanada a consolidé ces placements proportionnellement et prospectivement

à partir du 31 octobre 2005. Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de l'exploitation des six réacteurs pour toutes les périodes visées. Les données sur Bruce Power fournies ci-dessous comprennent des rajustements visant à éliminer l'incidence des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

Aperçu des résultats – Bruce Power

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bruce Power (base de 100 %)				
Produits				
Ventes d'électricité	476	351	1 907	1 563
Autres ¹⁾	13	4	35	20
	489	355	1 942	1 583
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien	(231)	(244)	(871)	(793)
Combustible	(19)	(17)	(77)	(68)
Loyer supplémentaire	(41)	(40)	(164)	(156)
Amortissement	(53)	(44)	(198)	(161)
	(344)	(345)	(1 310)	(1 178)
Bénéfice d'exploitation	145	10	632	405
Charges financières selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation - au 31 octobre 2005	(6)	(17)	(58)	(67)
	139	(7)	574	338
Quote-part de TransCanada	51	(2)	188	107
Rajustements	2	7	7	23
Bénéfice d'exploitation et produits divers de Bruce Power ²⁾	53	5	195	130

Bruce Power – Renseignements supplémentaires

Capacité disponible	79 %	72 %	80 %	82 %
Volume des ventes (en GWh) ³⁾				
Bruce Power – 100 %	8 300	7 500	32 900	33 600
Quote-part de TransCanada	2 946	2 351	10 732	10 608
Résultats par MWh ⁴⁾				
Produits tirés de l'électricité	57 \$	47 \$	58 \$	47 \$
Combustible	2 \$	2 \$	2 \$	2 \$
Total des charges d'exploitation ⁵⁾	41 \$	46 \$	40 \$	35 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	35 %	47 %	49 %	52 %

1) Comprend les recouvrements des coûts de combustible de Bruce A, soit 4 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2005.

2) Le bénéfice comptabilisé à la valeur de consolidation de TransCanada comprend des montants de 168 millions de dollars et de 26 millions de dollars qui représentent la part de 31,6 % du résultat de Bruce Power revenant à TransCanada respectivement pour les périodes de dix mois et de un mois terminées le 31 octobre 2005.

3) En gigawatts-heure.

4) En mégawatts-heure.

5) Déduction faite des recouvrements de coûts.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de TransCanada provenant de son placement cumulé dans Bruce Power se sont accrus de 48 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, comparativement à ceux de la période correspondante de 2004. Cette amélioration s'explique avant tout par la hausse des prix réalisés sur les volumes d'électricité non visés par des contrats vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario, des volumes produits et de la participation dans les

installations de Bruce A. Au quatrième trimestre de 2005, la part revenant à TransCanada de la production cumulée de Bruce Power a augmenté de 595 GWh pour atteindre 2 946 GWh, alors qu'elle avait été de 2 351 GWh au quatrième trimestre de 2004. Cet accroissement au cours du quatrième trimestre de 2005 reflète la diminution du nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif comparativement au quatrième trimestre de 2004.

Les prix cumulés réalisés par Bruce Power durant le quatrième trimestre de 2005 (exclusion faite des autres produits) se sont situés à 57 \$ le MWh, comparativement 47 \$ le MWh pour la même période en 2004. Grâce à l'accroissement de la production au quatrième trimestre de 2005, les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 46 \$ par MWh au quatrième trimestre de 2004 à 41 \$ par MWh au quatrième trimestre de 2005.

Durant le quatrième trimestre de 2005, pour les six réacteurs en exploitation, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 66 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été de 35 jours-réacteur. Pendant la même période de l'exercice précédent, il y avait eu pour Bruce Power 100 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 35 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. La capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power s'est établie à 79 % au quatrième trimestre de 2005, alors qu'elle avait été de 72 % durant la même période en 2004. Le cinquième réacteur a été remis en service en décembre 2005 après un arrêt de 75 jours, y compris un prolongement imprévu de neuf jours. Durant le quatrième trimestre de 2005, les troisième, quatrième et sixième réacteurs ont fait l'objet d'arrêts d'exploitation pour entretien correctif mineurs. Tous ces réacteurs ont été remis en service durant le trimestre et, au 31 décembre 2005, les six réacteurs de Bruce Power étaient en exploitation.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de TransCanada provenant de son placement cumulé dans Bruce Power se sont établis à 195 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, alors qu'ils avaient été de 130 millions de dollars en 2004. La progression de 65 millions de dollars s'explique avant tout par la hausse des prix réalisés en 2005, annulée en partie par l'accroissement des coûts d'entretien et de l'amortissement ainsi que par la capitalisation de montants inférieurs au titre de la main-d'œuvre et d'autres coûts internes à la suite de la remise en service du troisième réacteur au premier trimestre de 2004. Les rajustements à la quote-part cumulée revenant à TransCanada du bénéfice avant impôts de Bruce Power pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2005 ont été moins élevés que ceux des périodes correspondantes de 2004, et ce, principalement en raison de l'amortissement inférieur du prix d'achat imputé à la juste valeur des contrats de vente en place au moment de l'acquisition.

Les prix cumulés réalisés par Bruce Power durant l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (exclusion faite des autres produits) se sont situés à 58 \$ le MWh, comparativement à 47 \$ le MWh en 2004. Les charges d'exploitation cumulées de Bruce Power (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) ont augmenté, passant de 35 \$ par MWh en 2004 à 40 \$ par MWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Cette hausse s'explique surtout par le fait qu'il y a eu, en 2005, un arrêt d'exploitation pour entretien préventif de plus qu'en 2004 ainsi que par l'accroissement des coûts d'entretien, la majoration de l'amortissement et la diminution des coûts de main-d'œuvre et autres coûts internes capitalisés à la suite de la remise en exploitation du troisième réacteur. La capacité disponible moyenne des réacteurs de Bruce en exploitation en 2005 s'est établie à 80 % alors qu'elle avait été de 82 % en 2004.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant, et le bénéfice tiré de Bruce A et de Bruce B est tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire 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 13 térawatts-heure (TWh) de la production de 2006 et 3,6 TWh de la production de 2007. Aux termes du contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A sera vendue au prix fixe de 57,37 \$ le MWh, avant la récupération des coûts de combustible auprès de l'OEO. Selon les modalités de l'entente conclue entre Bruce A et l'OEO, entrée en vigueur le 31 octobre 2005, Bruce A touchera un prix contractuel pour l'électricité produite, ce prix étant rajusté annuellement en fonction de l'inflation le 1^{er} avril, ainsi que des variations du coût en capital dans le cadre du projet de remise en neuf et en service, mais il ne variera pas en fonction des fluctuations du prix de l'électricité sur le marché de gros en Ontario. Le prix fixe pour Bruce A peut aussi être rajusté en fonction des économies et des dépassements de coûts dans le cadre du projet de remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A. Le contrat prévoit que les ventes de la production du cinquième au huitième réacteurs de Bruce B fassent l'objet d'un prix plancher de 45 \$ le MWh, rajusté annuellement en fonction de l'inflation le 1^{er} avril. Les rentrées de fonds de Bruce Power conformément à ce mécanisme de prix plancher sont remboursables si les prix augmentent ultérieurement pour se situer au-dessus du prix plancher.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2006, aux fins de planification, 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'exploitation pour entretien préventif d'environ un mois est prévu pour le troisième réacteur de Bruce A au premier trimestre de 2006, et un arrêt d'exploitation pour entretien préventif de deux mois pour le quatrième réacteur de Bruce A devrait débuter durant le deuxième trimestre de 2006. En 2006, le seul arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B est prévu pour le huitième réacteur. Il devrait débuter durant le troisième trimestre de 2006 et durer environ deux mois.

Durant le quatrième trimestre de 2005, Bruce Power a versé à ses associés des distributions au comptant, exclusion faite d'une distribution spéciale, de 185 millions de dollars. La part revenant à TransCanada s'établit à 58 millions de dollars. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les distributions au comptant versées aux associés, exclusion faite d'une distribution spéciale, ont été de 400 millions de dollars, dont la part revenant à TransCanada s'établit à 126 millions de dollars. Aucune distribution n'avait été versée aux associés en 2004. Les associés ont convenu que tous les fonds excédentaires provenant de Bruce A et de Bruce B seront distribués mensuellement et que des appels de fonds distincts auront lieu pour les grands projets d'investissement, y compris le projet de remise à neuf de Bruce A.

Le coût du programme d'investissement de Bruce Power pour les travaux de remise à neuf et en service devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TransCanada, soit près de 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen d'apports de capitaux jusqu'en 2011. Un barème de partage avec l'OEO des dépenses en immobilisations en fonction des risques et des avantages a été établi et prévoit des dépenses inférieures ou supérieures aux prévisions du scénario de référence de 4,25 milliards de dollars. Les travaux en vue de la remise en service des premier et deuxième réacteurs ont commencé, et le premier réacteur devrait être remis en service en 2009, sous réserve de l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. La remise en

service des premier et deuxième réacteurs, dont la puissance cumulée est d'environ 1 500 MW, fera grimper la production totale des installations de Bruce à plus de 6 200 MW. Au 31 décembre 2005, Bruce A avait capitalisé un montant de 324 millions de dollars pour le projet de remise à neuf.

Établissements de l'Ouest

Aperçu des résultats – Établissements de l'Ouest¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Ventes d'électricité	235	160	715	606
Autres ²⁾	50	33	158	120
	285	193	873	726
Coûts des marchandises vendues				
Électricité	(163)	(103)	(476)	(377)
Autres ³⁾	(37)	(17)	(104)	(64)
	(200)	(120)	(580)	(441)
Autres coûts et charges	(47)	(43)	(149)	(125)
Amortissement	(5)	(5)	(21)	(22)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	33	25	123	138

1) Les établissements de l'Ouest comprennent la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

2) Les autres produits comprennent Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel.

3) Les autres coûts des marchandises vendues comprennent le coût du gaz naturel vendu.

Volume des ventes – Établissements de l'Ouest¹⁾

(en GWh)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Offre				
Production	554	673	2 245	2 105
Achats				
CAE de Sundance A et B	1 837	1 757	6 974	6 842
Autres achats	684	706	2 687	2 748
	3 075	3 136	11 906	11 695
Contrats c. marché au comptant				
Contrats	2 804	2 848	10 374	10 705
Marché au comptant	271	288	1 532	990
	3 075	3 136	11 906	11 695

1) Les établissements de l'Ouest comprennent la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

Pour le quatrième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest se sont établis à 33 millions de dollars, soit 8 millions de dollars de plus que ceux de la même période en 2004. Cette hausse provient avant tout des marges supérieures au quatrième trimestre de 2005 résultant de l'augmentation des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée 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 21 % durant le trimestre considéré en raison du relèvement de près de 112 % (61,65 \$ le MWh) du prix de l'électricité sur le marché au comptant entre le quatrième trimestre de 2004 et celui de 2005, alors que le prix au comptant moyen du gaz naturel en Alberta a progressé d'environ 75 % (4,60 \$ le GJ). L'incidence positive de l'accroissement des coûts thermiques sur le marché a été en partie annulée par l'apport inférieur de la centrale de cogénération de Bear Creek, où un arrêt d'exploitation pour entretien correctif s'est poursuivi pendant tout le trimestre. Une grande partie de

l'électricité produite par les établissements de l'Ouest en 2005 a été vendue conformément à des contrats à long terme pour atténuer les risques liés aux prix. Un certain volume n'a délibérément pas été vendu conformément à des contrats à long terme pour aider à gérer l'ensemble des centrales en Alberta. Cette méthode de gestion permet de réduire au minimum les coûts si TransCanada était obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 se sont chiffrés à 123 millions de dollars, soit 15 millions de dollars de moins que les 138 millions de dollars inscrits en 2004. Ce recul est principalement attribuable aux marges inférieures réalisées en 2005 en raison de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour les volumes d'électricité non visés par des contrats, des honoraires reçus en 2004 de S.E.C. Électricité et de l'apport inférieur de la centrale de Bear Creek.

Les produits des ventes d'électricité et le coût de l'électricité vendue des établissements de l'Ouest ont progressé entre le quatrième trimestre de 2004 et de 2005, et ce, principalement en raison des prix réalisés supérieurs au quatrième trimestre de 2005. Les volumes produits au quatrième trimestre de 2005 se sont élevés à 554 GWh, soit 119 GWh de moins qu'au trimestre correspondant de 2004, et ce, principalement en raison de l'arrêt d'exploitation pour entretien préventif à MacKay River et d'un arrêt d'exploitation pour entretien correctif à Bear Creek en 2005. La centrale de Bear Creek a continué d'éprouver des problèmes d'exploitation durant le quatrième trimestre de 2005, et les travaux d'évaluation technique se poursuivent en vue d'en arriver à une solution à long terme. Pendant le quatrième trimestre de 2005 et de 2004, environ 9 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, au 31 décembre 2005, les établissements de l'Ouest ont conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 9 800 GWh de la production de 2006 et environ 6 000 GWh de la production de 2007.

Établissements de l'Est

Aperçu des résultats – Établissements de l'Est¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Ventes d'électricité	125	120	505	535
Autres ²⁾	158	70	412	238
	283	190	917	773
Coûts des marchandises vendues				
Électricité	(32)	(60)	(215)	(288)
Autres ²⁾	(136)	(54)	(373)	(211)
	(168)	(114)	(588)	(499)
Autres coûts et charges	(40)	(41)	(167)	(146)
Amortissement	(7)	(4)	(25)	(20)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	68	31	137	108

1) Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

2) Les autres produits comprennent le gaz naturel.

Volume des ventes – Établissements de l'Est¹⁾

(en GWh)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Offre				
Production	873	365	2 879	1 467
Achats	489	1 117	2 627	4 731
	1 362	1 482	5 506	6 198
Contrats c. marché au comptant				
Contrats	1 154	1 473	4 919	6 055
Marché au comptant	208	9	587	143
	1 362	1 482	5 506	6 198

1) Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 37 millions de dollars, passant de 31 millions de dollars au quatrième trimestre de 2004 à 68 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005. Cette hausse s'explique principalement par le bénéfice découlant de l'acquisition des actifs de production d'énergie hydroélectrique de TC Hydro le 1^{er} avril 2005 et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview en janvier 2005. Le gain réalisé au quatrième trimestre de 2004 dans le cadre de l'opération de restructuration de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) relativement à des contrats d'achat d'électricité et l'absence du bénéfice d'exploitation découlant principalement de l'échéance de certains contrats de vente en 2004 ont en partie annulé ces augmentations.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 137 millions de dollars, soit 29 millions de dollars de plus que les 108 millions de dollars inscrits en 2004. Ce gain s'explique surtout par le bénéfice supplémentaire découlant de l'acquisition des actifs de TC Hydro et par le bénéfice tiré de la centrale de cogénération de Grandview. Ces augmentations ont été en partie annulées par ce qui suit : le paiement au titre d'une restructuration contractuelle de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) versé par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel au premier trimestre de 2005, une réduction de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) du bénéfice par suite de la vente de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004 et l'absence du bénéfice d'exploitation découlant principalement de l'échéance de certains contrats vente à long terme. La restructuration contractuelle visant OSP a réduit d'environ trois ans la durée des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel (échéant désormais en octobre 2008) et prévoit un rajustement du prix en fonction du prix du gaz naturel sur le marché au comptant au point de livraison de Niagara, ce qui remplace le mécanisme antérieur d'établissement des prix par arbitrage qui avait donné lieu, pour OSP, à des prix du gaz naturel supérieurs à ceux du marché.

Les volumes produits au quatrième trimestre de 2005 se sont accrus, de 508 GWh pour atteindre 873 GWh, comparativement à ceux du quatrième trimestre de 2004, et ce, principalement en raison de l'acquisition des actifs de TC Hydro et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview. Ces gains sont en partie annulés par la réduction de la production de l'installation d'OSP en raison de l'arrêt d'exploitation pour entretien correctif des installations de la phase II, qui s'est terminée en janvier 2006.

Les produits des ventes d'électricité des établissements de l'Est ont augmenté de 5 millions de dollars pour totaliser 125 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005. Cet accroissement

s'explique par les prix réalisés supérieurs découlant des volumes des ventes d'électricité accrus sur le marché de gros au comptant plus soutenu atténué par la baisse des volumes vendus. La hausse des ventes sur le marché de gros au comptant est surtout attribuable aux débits d'écoulement supérieurs aux installations de TC Hydro. Les volumes des ventes, soit 1 362 GWh pour le quatrième trimestre de 2005, accusent un recul comparativement à ceux de la même période en 2004, surtout en raison de l'échéance de certains contrats de vente à long terme en 2004. Le coût de l'électricité vendue, soit 32 millions de dollars, a été inférieur au quatrième trimestre de 2005, et ce, en raison de l'incidence des moindres volumes des achats d'électricité, en partie neutralisés par les prix plus forts payés pour les achats d'électricité. À 489 GWh, les volumes d'électricité achetés ont accusé une baisse marquée au quatrième trimestre de 2005, compte tenu du recul des volumes des ventes contractuelles et de la production d'électricité supplémentaire liée à l'achat des actifs de TC Hydro. Les volumes produits par les actifs de TC Hydro ont fait baisser la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses engagements de vente contractuels. Au quatrième trimestre de 2005, les autres produits d'exploitation et les autres coûts des marchandises vendues ont totalisé respectivement 158 millions de dollars et 136 millions de dollars. Ils se sont accrus d'un exercice à l'autre surtout en raison du gaz naturel acheté puis revendu aux termes des nouveaux contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP. Les autres coûts et charges, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 40 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, soit un montant comparable à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, puisque les frais d'exploitation des actifs de TC Hydro ont été en partie annulés par le recul du coût du combustible pour l'installation d'OSP.

Durant le quatrième trimestre de 2005, environ 15 % des ventes d'électricité ont eu lieu sur le marché au comptant, comparativement à environ 1 % au quatrième trimestre de 2004, ce qui reflète la vente d'une partie de la production des actifs de TC Hydro sur le marché au comptant. Les activités des établissements de l'Est sont axées sur la vente de la majorité de l'électricité qu'ils produisent aux termes de contrats conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros. Elles englobent la gestion d'un portefeuille d'approvisionnements en électricité regroupant leur production et des achats de gros. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant, les établissements de l'Est ont conclu, au 31 décembre 2005, des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 5 000 GWh d'électricité en 2006 et pour environ 3 500 GWh d'électricité en 2007. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers

Les frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers ont atteint 28 millions de dollars et 102 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, soit respectivement 9 millions de dollars et 13 millions de dollars de plus que pour les mêmes périodes en 2004. Ces hausses s'expliquent surtout par les frais d'expansion des affaires supérieurs passés en charges en 2005 et par l'incidence favorable, en 2004, de la constatation des gains de change non réalisés sur la dette libellée en dollars US de S.E.C. Électricité.

*Volume des ventes et capacité disponible des centrales***Volumes des ventes d'électricité**

(en GWh)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bruce Power ¹⁾	2 946	2 351	10 732	10 608
Établissements de l'Ouest ²⁾	3 075	3 136	11 906	11 695
Établissements de l'Est ²⁾	1 362	1 482	5 506	6 198
Participation dans S.E.C. Électricité ^{2) 3)}	-	669	1 865	2 419
Total	7 383	7 638	30 009	30 920

- 1) Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de TransCanada dans la production de Bruce Power.
- 2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.
- 3) TransCanada a assuré l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005. Les volumes dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales¹⁾

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bruce Power ²⁾	79 %	72 %	80 %	82 %
Établissements de l'Ouest ³⁾	81 %	92 %	85 %	95 %
Établissements de l'Est ^{3) 4)}	90 %	88 %	83 %	95 %
Participation dans S.E.C. Électricité ^{3) 5)}	-	98 %	94 %	97 %
Toutes les centrales, exclusion faite de la participation dans Bruce Power	88 %	93 %	87 %	96 %
Toutes les centrales	84 %	85 %	84 %	90 %

- 1) La capacité disponible des centrales 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. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif réduisent la capacité disponible des centrales.
- 2) Le troisième réacteur est inclus depuis le 1^{er} mars 2004.
- 3) La capacité disponible des centrales de ManChief et de Curtis Palmer est incluse dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.
- 4) La capacité disponible de TC Hydro est incluse dans les établissements de l'Est depuis le 1^{er} avril 2005.
- 5) La capacité disponible de S.E.C. Électricité est incluse jusqu'au 31 août 2005.

Siège social

Les charges nettes se sont élevées respectivement à 7 millions de dollars et à 36 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, comparativement à 3 millions de dollars et à 2 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2004.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005, les charges nettes du secteur Siège social ont augmenté de 4 millions de dollars en regard de celles de la période correspondante de 2004. Cette progression s'explique principalement par l'accroissement des intérêts débiteurs nets, en partie annulé par un remboursement d'impôts sur les bénéfices visant des exercices antérieurs et reçu durant le quatrième trimestre de 2005.

L'accroissement de 34 millions de dollars des charges nettes entre 2004 et 2005 provient principalement de la hausse des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005 ainsi que de l'annulation, au troisième trimestre de 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement. Les remboursements d'impôts sur les bénéfices et les rajustements fiscaux positifs constatés en 2005 étaient comparables à ceux inscrits en 2004.

Autres faits nouveaux**Transport de gaz***Gazoducs détenus en propriété exclusive**Réseau principal au Canada*

L'ONÉ a annoncé durant le quatrième trimestre de 2005 que le taux de rendement sur les capitaux propres fondé sur une formule sera de 8,88 % pour 2006. En décembre 2005, l'ONÉ a approuvé les droits pour les services de transport que TransCanada avait proposé d'appliquer provisoirement, à compter du 1^{er} janvier 2006. TransCanada participe actuellement à des discussions en vue de conclure un règlement avec ses parties prenantes sur les questions liées aux droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2006.

Réseau de l'Alberta

TransCanada a continué d'appliquer, tout au long de 2005, les tarifs provisoires pour le service de transport sur le réseau de l'Alberta. Les tarifs provisoires, approuvés par l'EUB en décembre 2004, demeureront en vigueur jusqu'à ce que les tarifs définitifs soient déterminés à l'issue de la deuxième phase de l'audience sur la demande tarifaire générale de 2005 pour le réseau de l'Alberta. La deuxième phase du processus de tarification de l'EUB permettra de déterminer la ventilation, entre les services de transport et la tarification, des coûts approuvés pour 2005. L'audience de l'EUB pour la deuxième phase a commencé le 4 octobre 2005. Les témoignages de vive voix dans le cadre de l'audience ont duré deux semaines et se sont terminés le 19 octobre. Les observations écrites et les répliques ont été déposées respectivement le 10 novembre et le 24 novembre. Une décision est attendue en février 2006.

Durant le quatrième trimestre de 2005, l'EUB a annoncé que le taux de rendement sur les capitaux propres fondé sur une formule sera de 8,93 % pour 2006.

Réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique

À la suite d'une entente conclue avec l'ACPP et d'autres parties prenantes prévoyant l'augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires compris dans la structure du capital pour le faire passer de 30 % à 36 % pour les réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique ainsi que des discussions avec les expéditeurs de ces deux réseaux, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ, le 2 décembre 2005, les demandes d'approbation des droits définitifs de 2006. Les demandes tarifaires pour le réseau de Foothills et le réseau de la Colombie-Britannique pour 2006 tiennent toutes deux compte d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 36 %. Le 21 décembre 2005, l'ONÉ a approuvé les droits du réseau de Foothills pour 2006 en tant que droits définitifs à compter du 1^{er} janvier 2006. En ce qui a trait au réseau de la Colombie-Britannique, aucune question n'a été soulevée au sujet de la structure du capital, mais des inquiétudes ont été manifestées quant à la tarification du transport garanti à court terme (TGCT). Par conséquent, l'ONÉ a approuvé la demande tarifaire pour le réseau de la Colombie-Britannique de façon provisoire, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2006, dans l'attente que soient résolues les questions au sujet du TGCT.

*Autres entreprises de transport de gaz**Keystone*

En novembre 2005, TransCanada a signé un protocole d'entente avec ConocoPhillips Company et CPPL; il stipule que ConocoPhillips Company expédiera du pétrole brut dans l'oléoduc Keystone proposé et accorde à CPPL le droit d'acquérir une participation maximale de 50 % dans l'oléoduc, sous réserve que certaines conditions soient respectées. Le 31 janvier 2006, TransCanada a annoncé que des contrats fermes à long terme pour un total de 340 000 barils par jour avaient été obtenus dans le cadre de l'appel de soumissions ayant eu lieu au quatrième trimestre. L'oléoduc Keystone, dont le coût devrait être d'environ 2,1 milliards de dollars US, pourra transporter quotidiennement environ 435 000 barils de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Patoka, en Illinois au moyen d'un réseau de pipelines de 2 950 kilomètres.

Broadwater

Au nom du projet Broadwater Energy, TransCanada a déposé, le 30 janvier 2006, une demande en bonne et due forme auprès de la FERC sollicitant l'approbation au niveau fédéral de la construction et de l'exploitation de l'installation prévue dans le cadre du projet Broadwater. L'installation proposée, qui serait située dans les eaux de l'État de New York dans le détroit de Long Island, permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le gaz naturel liquéfié importé et d'expédier annuellement environ un milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour. Le coût estimatif des travaux de construction se situe entre 700 millions de dollars US et 1 milliard de dollars US. Broadwater est un projet conjoint de TransCanada et de Shell US Gas and Power.

Mackenzie

Le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie a continué de progresser durant le quatrième trimestre de 2005. D'importants progrès ont été réalisés, notamment la conclusion d'un accord avec certains groupes autochtones du Nord au sujet des modalités d'accès aux terres pour l'aménagement de l'emprise. Vers la fin de 2005, les promoteurs du projet ont convenu d'aller de l'avant avec l'étape des audiences publiques dans le cadre du processus réglementaire. Les audiences à cet effet devraient commencer en janvier 2006 et se poursuivre tout au long de l'année.

En 2003, TransCanada avait conclu un accord avec Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership (connu sous l'APG) selon lequel TransCanada acceptait de financer la part de un tiers revenant à l'APG des coûts d'organisation du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. On prévoyait initialement que les avances de TransCanada à l'APG totaliseraient environ 90 millions de dollars, tout en reconnaissant que ces coûts augmenteraient vraisemblablement en raison des retards et de la hausse des coûts associés au projet. Compte tenu des retards subis dans le cadre du projet et des audiences réglementaires qui se prolongeront indéfiniment, les avances totales sous forme de prêt de TransCanada à l'APG sont désormais évaluées à environ 145 millions de dollars. Au 31 décembre 2005, TransCanada avait fourni 87 millions de dollars aux termes de cette avance.

Électricité*CAE de Sheerness*

En date du 31 décembre 2005, TransCanada a fait l'acquisition, auprès de l'Alberta Balancing Pool, des droits et obligations résiduels aux termes de la CAE de Sheerness de 756 MW, au prix de 585 millions de dollars. La durée restante de la CAE est d'environ 15 ans.

Divers*Émission de billets à moyen terme au Canada*

En janvier 2006, TCPL, filiale en propriété exclusive de la société, a émis des billets à moyen terme d'un montant de 300 millions de dollars comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,3 % en vertu de son prospectus préalable canadien.

Calpine Corporation

Calpine Corporation et certaines de ses filiales (Calpine) ont demandé la protection en vertu de la Loi sur la faillite et l'insolvabilité le 20 décembre 2005. Calpine détient des contrats de transport pour certains des gazoducs de TransCanada au Canada et aux États-Unis. TransCanada possède actuellement les garanties financières maximales permises aux termes des tarifs respectifs. Jusqu'à maintenant, Calpine n'a ni accepté ni rejeté ses contrats de transport. TransCanada surveille de près la faillite de Calpine quant aux actions ou décisions prises et à leurs incidences.

États consolidés des résultats

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits	1 771	1 480	6 124	5 497
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	368	234	1 168	940
Autres coûts et charges	576	460	1 889	1 615
Amortissement	265	246	1 017	948
	1 209	940	4 074	3 503
Bénéfice d'exploitation	562	540	2 050	1 994
Autres charges (produits)				
Charges financières	211	221	836	858
Charges financières des coentreprises	17	15	66	63
Bénéfice de participation	(51)	(26)	(247)	(213)
Intérêts créditeurs et autres produits	(14)	(1)	(63)	(59)
Gain à la vente de Paiton Energy	(118)	-	(118)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	(245)	(197)
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	(82)	-
Gain à la vente de Millenium	-	-	-	(7)
	45	209	147	445
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et la part des actionnaires sans contrôle	517	331	1 903	1 549
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	121	85	550	414
Futurs	22	39	60	77
	143	124	610	491
Part des actionnaires sans contrôle				
Dividendes sur les actions privilégiées	5	5	22	22
Autres	19	17	62	56
	24	22	84	78
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	350	185	1 209	980
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	-	-	52
Bénéfice net	350	185	1 209	1 032
Bénéfice net par action				
De base				
Activités poursuivies	0,72 \$	0,38 \$	2,49 \$	2,02 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,11
	0,72 \$	0,38 \$	2,49 \$	2,13 \$
Dilué				
Activités poursuivies	0,71 \$	0,38 \$	2,47 \$	2,01 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,11
	0,71 \$	0,38 \$	2,47 \$	2,12 \$
Nombre moyen d'actions en circulation (en millions)				
De base	487,1	484,7	486,2	484,1
Dilué	490,4	487,1	489,1	486,7

États consolidés des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	350	185	1 209	980
Amortissement	265	246	1 017	948
Gain à la vente de Paiton Energy, déduction faite des impôts exigibles	(121)	-	(121)	-
Gain à la vente parts de PipeLines LP, déduction faite des impôts exigibles	-	-	(31)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité, déduction faite des impôts exigibles	-	-	(166)	(197)
Gain à la vente de Millennium, déduction faite des impôts exigibles	-	-	-	(7)
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(1)	(3)	(71)	(113)
Impôts futurs	22	39	60	77
Part des actionnaires sans contrôle	24	22	84	78
Capitalisation des régimes de retraite supérieure aux charges	(4)	(8)	(9)	(29)
Autres	(5)	(6)	(21)	(34)
Fonds provenant de l'exploitation	530	475	1 951	1 703
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	124	(23)	(49)	29
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	654	452	1 902	1 732
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(345)	(203)	(754)	(530)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(685)	(1 453)	(1 317)	(1 516)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	125	2	671	410
Montants reportés et autres	(29)	(4)	64	(12)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(934)	(1 658)	(1 336)	(1 648)
Activités de financement				
Dividendes	(148)	(139)	(586)	(552)
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle	(12)	(20)	(74)	(87)
Billets émis, montant net	579	546	416	179
Dette à long terme émise	-	398	799	1 090
Réduction de la dette à long terme	(151)	(487)	(1 113)	(1 005)
Dette à long terme émise par les coentreprises	33	79	38	217
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(61)	(94)	(80)	(112)
Parts de sociétés en commandite émises par des coentreprises	-	-	-	88
Actions ordinaires émises	5	7	44	32
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	245	290	(556)	(150)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	1	(31)	11	(87)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(34)	(947)	21	(153)
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	246	1 138	191	344
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	212	191	212	191

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	31 décembre 2005	31 décembre 2004
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	212	191
Débiteurs	796	616
Stocks	281	174
Autres	277	120
	1 566	1 101
Placements à long terme	400	1 098
Immobilisations corporelles	20 038	18 764
Autres éléments d'actif	2 109	1 459
	24 113	22 422
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	962	546
Créditeurs	1 494	1 135
Intérêts courus	222	214
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	393	774
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	41	85
	3 112	2 754
Montants reportés	1 196	783
Impôts futurs	703	509
Dette à long terme	9 640	9 749
Dette à long terme des coentreprises	937	808
Titres privilégiés	536	554
	16 124	15 157
Part des actionnaires sans contrôle		
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Autres	394	311
	783	700
Capitaux propres		
Actions ordinaires	4 755	4 711
Surplus d'apport	272	270
Bénéfices non répartis	2 269	1 655
Écart de conversion	(90)	(71)
	7 206	6 565
	24 113	22 422

États consolidés des bénéfices non répartis

(en millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004
Solde au début de l'exercice	1 655	1 185
Bénéfice net	1 209	1 032
Dividendes sur les actions ordinaires	(595)	(562)
	2 269	1 655

Informations sectorielles

	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
Trimestres terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	1 086	1 077	685	403	-	-	1 771	1 480
Coûts des marchandises vendues	-	-	(368)	(234)	-	-	(368)	(234)
Autres coûts et charges	(389)	(349)	(187)	(111)	-	-	(576)	(460)
Amortissement	(235)	(229)	(30)	(17)	-	-	(265)	(246)
Bénéfice (perte) d'exploitation	462	499	100	41	-	-	562	540
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(200)	(228)	-	(2)	(35)	(13)	(235)	(243)
Charges financières des coentreprises	(13)	(13)	(4)	(2)	-	-	(17)	(15)
Bénéfice de participation	25	21	26	5	-	-	51	26
Intérêts créditeurs et autres produits	4	2	-	3	10	(4)	14	1
Gain à la vente de Paiton Energy	-	-	118	-	-	-	118	-
Impôts sur les bénéfices	(118)	(124)	(43)	(14)	18	14	(143)	(124)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	160	157	197	31	(7)	(3)	350	185
Bénéfice net découlant des activités abandonnées							-	-
Bénéfice net							350	185

	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	4 163	3 929	1 961	1 568	-	-	6 124	5 497
Coûts des marchandises vendues	-	-	(1 168)	(940)	-	-	(1 168)	(940)
Autres coûts et charges	(1 380)	(1 228)	(505)	(384)	(4)	(3)	(1 889)	(1 615)
Amortissement	(938)	(876)	(79)	(72)	-	-	(1 017)	(948)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 845	1 825	209	172	(4)	(3)	2 050	1 994
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(788)	(848)	(2)	(9)	(130)	(79)	(920)	(936)
Charges financières des coentreprises	(57)	(59)	(9)	(4)	-	-	(66)	(63)
Bénéfice de participation	79	83	168	130	-	-	247	213
Intérêts créditeurs et autres produits	25	8	5	14	33	37	63	59
Gain à la vente de Paiton Energy	-	-	118	-	-	-	118	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	245	197	-	-	245	197
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	82	-	-	-	-	-	82	-
Gain à la vente de Millennium	-	7	-	-	-	-	-	7
Impôts sur les bénéfices	(502)	(430)	(173)	(104)	65	43	(610)	(491)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	684	586	561	396	(36)	(2)	1 209	980
Bénéfice net découlant des activités abandonnées							-	52
Bénéfice net							1 209	1 032

Téléconférence – Diffusion 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 quatrième trimestre de 2005 ainsi que des faits nouveaux et des questions générales visant la société. Les analystes, journalistes et autres intéressés désireux de participer à cette téléconférence doivent composer le 1 866 226-1799 ou le (416) 340-2220 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code

d'accès n'est nécessaire. Une diffusion audio et un diaporama de la téléconférence 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 février 2006; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3173826. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web.

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 d'environ 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 6 700 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.

Énoncés prospectifs

Le présent communiqué contient des énoncés prospectifs qui sont assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces énoncés pourraient différer des résultats et des événements qui se produiront. Les facteurs en raison desquels les résultats ou événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, l'exécution et la réalisation adéquates des grands projets d'investissement dans des infrastructures pipelinières et électriques, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les facteurs de concurrence dans les secteurs des gazoducs et de l'électricité ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. Pour obtenir des renseignements complémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, prière de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. TransCanada n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison.

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 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>