

TransCanada Corporation

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

Communiqué

**TransCanada déclare un bénéfice net de 1,1 milliard de dollars en 2006
Le conseil d'administration majore le dividende trimestriel**

CALGARY, Alberta – Le 30 janvier 2007 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2006

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

- Le conseil d'administration déclare un dividende trimestriel de 0,34 \$ par action ordinaire, soit une majoration de 6 %.
- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2006 atteint 269 millions de dollars (0,55 \$ par action)
- Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été de 1 079 millions de dollars (2,21 \$ par action)
- Les fonds provenant de l'exploitation du quatrième trimestre de 2006 ont totalisé 660 millions de dollars; pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, ils ont atteint 2 378 millions de dollars

Le conseil d'administration de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) a déclaré aujourd'hui un dividende trimestriel de 0,34 \$ par action ordinaire pour le trimestre se terminant le 31 mars 2007, soit une majoration de 6 % comparativement au dividende de 0,32 \$ versé pour chacun des quatre derniers trimestres. Le dividende est payable le 30 avril 2007 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 mars 2007. Il s'agit de la septième augmentation annuelle consécutive du dividende sur les actions ordinaires.

TransCanada Corporation a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net et le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) du quatrième trimestre de 2006 s'était chiffré à 269 millions de dollars (0,55 \$ par action), comparativement à 350 millions de dollars (0,72 \$ par action) au quatrième trimestre de 2005.

À l'exclusion des remboursements d'impôts sur les bénéfices de 12 millions de dollars et des intérêts connexes au quatrième trimestre de 2006 ainsi que du gain après les impôts de 115 millions de dollars réalisé à la vente de la participation de la société dans PT Paiton Energy Company (Paiton Energy) au quatrième trimestre de 2005, le résultat net du quatrième trimestre de 2006 a été de 257 millions de dollars, soit une hausse de 22 millions de dollars (0,05 \$ par action) comparativement aux 235 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2005.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le bénéfice net s'est établi à 1 079 millions de dollars (2,21 \$ par action), y compris le bénéfice net de 28 millions de dollars (0,06 \$ par action) découlant des activités abandonnées. Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 avait été de 1 209 millions de dollars (2,49 \$ par action).

Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est chiffré à 1 051 millions de dollars (2,15 \$ par action) comparativement au montant de 1 209 millions de dollars (2,49 \$) inscrit pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Outre les remboursements d'impôts sur les bénéfices et les intérêts connexes de 12 millions de dollars constatés au quatrième trimestre de 2006, le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comprend des économies d'impôts d'environ 50 millions de dollars au troisième trimestre, un règlement de 18 millions de dollars après les impôts dans le cadre de la faillite d'un ancien expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest, des économies d'impôts futurs de 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. Outre le gain de 115 millions de dollars susmentionné constaté au quatrième trimestre de 2005, le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 comprenait un gain de 193 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de la participation de TransCanada dans la Société en commandite TransCanada Électricité (S.E.C. TransCanada), un gain de 49 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de parts ordinaires de TC PipeLines, LP (PipeLines LP) et un gain 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 d'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est accru de 86 millions de dollars (0,17 \$ par action) pour totaliser 925 millions de dollars comparativement au chiffre de 839 millions de dollars pour la même période en 2005.

À 660 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, les fonds provenant de l'exploitation sont de 130 millions de dollars supérieurs au chiffre inscrit au quatrième trimestre de 2005. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les fonds provenant de l'exploitation ont progressé de 427 millions de dollars comparativement à 2005 pour atteindre 2 378 millions de dollars.

« En 2006, TransCanada a continué d'élargir son portefeuille d'actifs pipeliniers et énergétiques de premier ordre, de faire progresser certains importants projets de croissance et procurer un rendement élevé à ses actionnaires », a affirmé Hal Kvisle, chef de la direction de TransCanada. Nous continuons d'investir dans nos entreprises nord-américaines de transport de gaz et d'énergie, et nous recherchons des occasions nouvelles et complémentaires dans les secteurs du stockage de gaz naturel, des oléoducs et du gaz naturel liquéfié. Au cours des sept derniers exercices, nous avons investi plus de 10 milliards de dollars, dont 2,0 milliards de dollars au cours du dernier exercice. Pour chacun des trois prochains exercices, nous avons déjà cerné des investissements de capitaux d'environ 1,5 milliard de dollars, outre le projet d'acquisition d'ANR. »

« Nos résultats financiers pour l'exercice écoulé témoignent du succès que nous avons obtenu dans l'exécution rigoureuse et prudente de notre stratégie de croissance. En 2006, exclusion faite des gains et des éléments non récurrents, TransCanada a affiché des augmentations marquées du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation. Notre solide rendement financier en 2006 a permis à notre conseil d'administration de majorer le dividende versé sur les actions ordinaires de la société pour le septième exercice consécutif », a affirmé M. Kvisle.

Durant le quatrième trimestre de 2006, TransCanada a annoncé l'acquisition d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) ainsi que d'une participation supplémentaire dans Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes) au prix de 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette de 457 millions de dollars US prise en charge. TransCanada prévoit ratifier l'acquisition durant le premier trimestre de 2007. ANR exploite un gazoduc de 17 000 kilomètres (km) ayant une capacité de pointe de 6,8 milliards de pieds cubes par jour. De plus, ANR possède et exploite des installations de stockage de gaz naturel ayant une capacité de totale d'environ 230 milliards de pieds cubes par jour. Great Lakes possède et exploite un gazoduc interétatique de 3 400 km ayant une capacité nominale de 2,5 milliards de pieds cubes par jour.

« L'acquisition d'ANR et de Great Lakes représente une occasion unique d'acquérir des pipelines réglementés et des installations de stockage qui cadrent bien avec notre empreinte actuelle en Amérique du Nord », a fait remarquer M. Kvisle.

« Ces actifs de premier ordre nous permettront de réaffirmer notre position d'entreprise de transport de gaz dominante en Amérique du Nord et d'assurer une grande plus-value à nos actionnaires. »

TransCanada entend financer l'acquisition d'ANR d'une manière qui concorde avec l'actif figurant actuellement au bilan de la société. Cette opération cadre avec l'intention de la société de maintenir un solide bilan et les cotes de crédit de niveau « A » de TransCanada PipeLines Limited. TransCanada prévoit que l'opération permettra d'accroître le résultat et les flux de trésorerie durant la première année complète de propriété.

« L'annonce de l'acquisition d'ANR a été le haut fait d'un exercice de croissance solide et de la poursuite de nos efforts en vue de concrétiser les occasions de croissance de notre portefeuille de premier ordre. En 2006, nous avons mené à bien plusieurs projets qui contribuent désormais à nos résultats et à nos flux de trésorerie. Nous avons mis en production commerciale 660 mégawatts d'électricité grâce à l'achèvement de la centrale de cogénération de Bécancour et de la première phase du projet de Cartier énergie éolienne, nous avons commencé à transporter du gaz dans le pipeline Tamazunchale au Mexique. En outre, nous avons terminé la mise en service de l'installation de stockage de gaz naturel d'Edson », a conclu M. Kvisle.

« Notre soumission a été retenue pour la centrale électrique de 683 mégawatts à Halton Hills et, avec notre associé, Ontario Power Generation, nous avons négocié un accord avec l'Office de l'électricité de l'Ontario pour le Portlands Energy Centre d'une puissance de 550 mégawatts. Ces deux installations rehausseront substantiellement la capacité de nouvelle production sur le marché de l'électricité en Ontario et, de concert avec notre centrale de Bécancour, elles feront augmenter la demande de gaz naturel respectueux de l'environnement. Nous avons continué de faire progresser de grands projets, y compris l'oléoduc Keystone, le programme de redémarrage et de remise à neuf des installations de Bruce Power ainsi que les installations de gaz naturel liquéfié de Cacouna et de

Broadwater. À plus longue échéance, la société demeure très bien placée pour assumer un rôle décisif dans les projets qui visent à amener le gaz des régions nordiques sur le marché. »

Les faits marquants du quatrième trimestre de 2006 et depuis le début de 2007 comprennent notamment ce qui suit.

Siège social :

- Le 23 janvier 2007, TransCanada a déposé un prospectus simplifié préalable de base provisoire auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Le prospectus simplifié préalable de base provisoire permettra d'offrir des actions ordinaires, des actions privilégiées de premier rang, des actions privilégiées de deuxième rang ou des reçus de souscription jusqu'à concurrence de 3,0 milliards de dollars au Canada et aux États-Unis durant la période de validité de 25 mois du prospectus simplifié. La nature, l'envergure et le moment de toute opération de financement dépendront de l'évaluation que fera TransCanada de ses besoins de financement et de la conjoncture du marché.
- 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 (S&P) accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) sont respectivement A, en cours d'examen avec nouvelles incidences, A2, avec perspectives stables, et A- avec perspectives négatives. DBRS a entrepris l'examen de la cote de TCPL le 22 décembre 2006 par suite de l'annonce de l'acquisition proposée d'ANR et de Great Lakes. Moody's et S&P ont réitéré leurs notes après l'annonce de l'acquisition proposée.
- TransCanada a annoncé aujourd'hui l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % aux termes du régime de réinvestissement des dividendes (RRD) à partir du dividende payable le 30 avril 2007. Par le passé, les actions achetées par le truchement du RRD avaient été achetées par TransCanada sur le marché libre et fournies aux participants au RRD au prix coûtant. La société se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

Pipelines :

- Ainsi qu'il a été mentionné ci-dessus, le 22 décembre 2006, TransCanada a annoncé qu'elle entendait se porter acquéreur d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes. Dans une opération distincte, PipeLines LP a proposé d'acheter le reste de la participation dans Great Lakes, soit 46,45 % au prix de 962 millions de dollars US, y compris la dette de 212 millions de dollars US prise en charge. TransCanada est commandité et porteur de parts ordinaires (participation de 13,4 %) de PipeLines LP. TransCanada deviendra l'exploitant de Great Lakes. Suite à l'acquisition proposée d'ANR, le réseau de gazoducs détenu en propriété exclusive de TransCanada s'étendra sur plus de 59 000 km et permettra à la société de proposer à ses clients un accès inégalé depuis les bassins d'approvisionnements classiques et nouveaux jusqu'aux principaux marchés nord-américains en plein essor. Cette acquisition devrait également permettre à TransCanada d'accroître sa capacité de stockage de gaz naturel pour la porter à environ 360 milliards de pieds cubes, hissant la société au rang des plus importants exploitants d'installations de stockage de gaz naturel en Amérique du Nord. TransCanada prévoit que l'opération sera ratifiée durant le premier trimestre de 2007.

- TransCanada a annoncé aujourd'hui le début d'un appel de soumissions exécutoires pour l'expansion et le prolongement de l'oléoduc Keystone proposé. Dans le cadre de cet appel de soumissions, TransCanada veut obtenir des engagements exécutoires à l'appui de l'expansion du pipeline Keystone proposé pour passer d'une capacité nominale d'environ 435 000 barils par jour à 590 000 barils par jour et de la construction d'un prolongement de 468 km du tronçon aux États-Unis du pipeline, depuis la frontière entre le Nebraska et le Kansas jusqu'aux installations de raffinage et à la plaque tournante situées à proximité de Cushing, en Oklahoma. Les prévisions laissent entrevoir que le projet d'expansion et de prolongement de 700 millions de dollars US devrait être mis en exploitation durant le quatrième trimestre de 2010. En décembre 2006, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour construire et exploiter le tronçon canadien du pipeline Keystone. La décision de l'ONÉ au sujet de cette demande devrait être rendue d'ici la fin de 2007. Les témoignages de vive voix dans le cadre de la demande présentée à l'ONÉ en juin 2006 par TransCanada et Keystone 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 ont pris fin en novembre 2006. L'ONÉ devrait faire connaître sa décision sur la demande de transfert durant le premier trimestre de 2007.
- En décembre 2006, PipeLines LP a réalisé l'acquisition d'une participation supplémentaire de 50 % dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora) au prix d'environ 100 millions de dollars US. En outre, PipeLines LP a indirectement pris en charge une dette de 37 millions de dollars US de Tuscarora. PipeLines LP détient ou contrôle désormais 99 % de Tuscarora. TransCanada, société mère de TC PipeLines GP, Inc. et unique commandité de PipeLines LP, détient indirectement le reste de la participation, soit 1 %. TransCanada assure au réseau de Tuscarora des services de commande d'acheminement du gaz depuis la fin de 2002 et deviendra l'exploitant de Tuscarora.
- Le pipeline Tamazunchale de TransCanada dans le centre-est du Mexique est entré en exploitation commerciale le 1^{er} décembre 2006. Le pipeline d'une longueur de 130 km permettra initialement de transporter jusqu'à 170 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel du réseau de gazoducs de PEMEX près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, à destination d'une centrale électrique située près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí. Aux termes du contrat conclu avec la Comisión Federal de Electricidad, à compter de 2009, la capacité de débit du pipeline Tamazunchale sera portée à environ 430 millions de pieds cubes par jour pour répondre aux besoins supplémentaires de deux autres centrales dont la construction est envisagée à proximité de Tamazunchale.

Énergie :

- Le parc éolien de 109,5 mégawatts (MW) à Baie-des-Sables, première phase du projet de Cartier énergie éolienne, a été mis en service à la fin de novembre 2006. La construction du parc éolien de 100,5 MW à Anse-à-Valleau se poursuit; il s'agit du deuxième des six parcs éoliens constituant le projet de Cartier énergie éolienne dans la région de Gaspé au Québec. Ce parc éolien 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.

Informations prospectives

Le présent communiqué contient des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où ces énoncés ont été formulés. 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, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans le secteur des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, l'accès aux marchés des capitaux, les taux de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, ces informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. 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 communiqué 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.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent communiqué, la société utilise les mesures « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies dans les principes comptables généralement reconnus (PCGR), et, par conséquent, elles sont considérées comme étant non conformes 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 rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté dans le tableau « Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2006 » figurant dans le présent communiqué. 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 « Énergie » du présent communiqué 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. L'information financière sur ces secteurs a été modifiée pour tenir compte de la structure d'organisation interne de la société. 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 centrales et de stockage de gaz naturel ainsi que les projets de GNL de la société au Canada et aux États-Unis. Les informations sectorielles données dans le présent communiqué 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

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

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Pipelines				
Exclusion faite des gains	126	155	547	630
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	13	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	-	49
	126	155	560	679
Énergie				
Exclusion faite des gains	132	87	452	258
Gain à la vente de Paiton Energy	-	115	-	115
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	-	193
	132	202	452	566
Siège social	11	(7)	39	(36)
Bénéfice net				
Activités poursuivies ⁽¹⁾	269	350	1 051	1 209
Activités abandonnées	-	-	28	-
	269	350	1 079	1 209
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies ⁽²⁾	0,55 \$	0,72 \$	2,15 \$	2,49 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-
De base	0,55 \$	0,72 \$	2,21 \$	2,49 \$
Dilué	0,54 \$	0,71 \$	2,20 \$	2,47 \$
⁽¹⁾ Bénéfice net découlant des activités poursuivies se composant de ce qui suit :				
Exclusion faite des gains	269	235	1 038	852
Gains liés à la participation dans Northern Border Partners, L.P., aux parts de PipeLines LP, à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy	-	115	13	357
	269	350	1 051	1 209
⁽²⁾ Bénéfice net par action découlant des activités poursuivies se composant de ce qui suit :				
Exclusion faite des gains	0,55 \$	0,48 \$	2,12 \$	1,75 \$
Gains liés à la participation dans Northern Border Partners, L.P., aux parts de PipeLines LP, à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy	-	0,24	0,03	0,74
	0,55 \$	0,72 \$	2,15 \$	2,49 \$

Au quatrième trimestre de 2006, le bénéfice net et le résultat net de TransCanada s'est établi à 269 millions de dollars (0,55 \$ par action), comparativement à 350 millions de dollars (0,72 \$ par action) au quatrième trimestre de 2005. Le résultat net du quatrième trimestre de 2006 est de 81 millions de dollars (0,17 \$ par action) inférieur à celui de 2005, surtout en raison de gains après les impôts de 115 millions de dollars (0,24 \$ par action) découlant de la vente de la participation de la société dans Paiton Energy au quatrième trimestre de 2005. Exclusion faite de ces gains, la société a déclaré une hausse de 34 millions de dollars du bénéfice net et du résultat net au quatrième trimestre de 2006, ce qui reflète la hausse du résultat net du secteur de l'énergie et la diminution des

charges nettes du secteur du siège social, annulés en partie par le recul du résultat net du secteur des pipelines comparativement à 2005.

Le résultat net du secteur des pipelines a fléchi de 29 millions de dollars au quatrième 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 du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja (GTN) a affiché un recul au quatrième trimestre de 2006 en raison de l'accroissement des frais d'exploitation et de la diminution des produits tirés du transport. Le résultat net des autres pipelines de TransCanada s'est affaibli principalement par suite de la hausse des coûts d'élaboration de projets et des frais de soutien et de l'incidence du fléchissement du dollar américain.

Exclusion faite des gains liés à la vente de la participation dans Paiton Energy au quatrième trimestre de 2005, le résultat net du secteur de l'énergie pour le quatrième trimestre de 2006 a été de 45 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit pour le trimestre correspondant de 2005, ce qui est attribuable à l'accroissement du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest, de Bruce Power et des installations de stockage de gaz naturel, atténué par le recul du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est.

Le résultat net du secteur du siège social a progressé de 18 millions de dollars pour s'établir à 11 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, hausse qui s'explique avant tout par les remboursements d'impôts sur les bénéfices et à l'intérêt connexe d'environ 12 millions de dollars et d'autres rajustements d'impôts positifs.

À 1 079 millions de dollars (2,21 \$ par action), le bénéfice net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le bénéfice net avait été de 1 209 millions de dollars (2,49 \$ par action).

Le résultat net de TransCanada pour l'exercice terminée le 31 décembre 2006 s'est établi à 1 051 millions de dollars (2,15 \$ par action), comparativement à 1 209 millions de dollars (2,49 \$ par action) pour l'exercice 2005. Ce recul de 158 millions de dollars (0,34 \$ par action) s'explique principalement par les gains de 357 millions de dollars constatés au moment des ventes de parts de PipeLines LP, de la participation de la société dans S.E.C. Électricité et dans Paiton Energy 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été de 83 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 2004 découlant de la décision de l'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 et GTN ont affiché un résultat net inférieur en 2006. Ces baisses ont été en partie annulées par la comptabilisation en 2006 du règlement de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) de GTN conclu dans le cadre de la faillite de Mirant, ancien expéditeur du réseau.

Exclusion faite des gains de 193 millions de dollars et de 115 millions de dollars après les impôts liés respectivement à la vente des participations dans S.E.C. Électricité et dans Paiton Energy en 2005, le résultat net du secteur de l'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a progressé de 194 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2005. Cet accroissement provient avant tout de la hausse du bénéfice d'exploitation tiré de chacune des entreprises existantes et de l'incidence favorable de 23 millions de dollars sur les impôts futurs par suite des 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 et de l'incidence négative du fléchissement du dollar américain.

La progression de 75 millions de dollars du résultat net du secteur du siège social pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, comparativement à l'exercice 2005, est principalement attribuable aux remboursements d'impôts sur les bénéfices de 12 millions de dollars et à l'intérêt connexe au quatrième trimestre de 2006, aux économies d'impôts sur les bénéfices de 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2006 ainsi qu'à 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. De plus, le résultat net en 2006 a bénéficié de l'incidence positive du fléchissement du dollar américain.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent communiqué.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 660 millions de dollars et à 2 378 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006. Il s'agit d'une hausse de respectivement 130 millions de dollars et de 427 millions de dollars comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2005.

Pipelines

Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est élevé à 126 millions de dollars et à 560 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, alors qu'il avait été de 155 millions de dollars et de 679 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2005.

Aperçu des résultats – Pipelines(en millions de dollars)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	60	67	239	283
Réseau de l'Alberta	34	38	136	150
GTN	7	18	64	71
Réseau de Foothills	5	5	21	21
Réseau de la Colombie-Britannique	1	1	6	6
	107	129	466	531
Autres pipelines				
Great Lakes	11	10	44	46
Iroquois	4	3	15	17
Portland	3	4	13	11
PipeLines LP	1	2	4	9
Ventures LP	3	3	12	12
TQM	2	2	7	7
TransGas	3	3	11	11
Gas Pacifico/INNERGY	3	4	8	6
Tamazunchale	2	-	2	-
Mise en valeur des régions nordiques	(2)	(1)	(5)	(4)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(11)	(4)	(30)	(16)
	19	26	81	99
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	13	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	-	49
	19	26	94	148
Résultat net	126	155	560	679

Pipelines détenus en propriété exclusive

Au quatrième trimestre de 2006, le résultat net du réseau principal au Canada a fléchi de 7 millions de dollars comparativement au quatrième 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2006 accuse un recul de 44 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2005. Cette baisse s'explique principalement par l'effet cumulé de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne inférieure en 2006 par rapport à 2005. De plus, le résultat net de 2005 comprenait un rajustement positif de 13 millions de dollars visant 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 était en vigueur également pour 2005 conformément au règlement tarifaire conclu avec les expéditeurs en 2005.

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le quatrième trimestre de 2006, soit 34 millions de dollars, est de 4 millions de dollars inférieur au chiffre de 38 millions de dollars inscrit pour le même trimestre en 2005. Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a diminué de 14 millions de dollars comparativement à la même période en 2005. Ce recul provient surtout de la base tarifaire inférieure en 2006 ainsi que du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires réduit en 2006. Le résultat net de 2006 tient compte du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,93 % permis par l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) comparativement au taux de rendement 9,50 % en 2005 en fonction dans les deux cas d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006, le résultat net de GTN s'est établi à 7 millions de dollars, soit 11 millions de dollars de moins que le chiffre de la période correspondante de 2005. Cette diminution découle avant tout de la progression des frais d'exploitation, du recul des produits tirés du transport et d'une provision pour le défaut de paiement de produits tirés d'un contrat de transport de la part d'une filiale de Calpine Corporation (Calpine). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le résultat net s'est chiffré à 64 millions de dollars, soit 7 millions de dollars de moins que le chiffre de la période correspondante de 2005. Cette baisse s'explique surtout par la régression des produits tirés du transport, par la provision relative à Calpine sur neuf mois, par la hausse des frais d'exploitation en 2006 ainsi que par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain. Ces réductions ont été en partie annulées 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, et par la baisse des intérêts débiteurs sur la dette à long terme.

Données sur l'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre (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)	7 459	7 807	4 287	4 446	s.o.	s.o.	645	680	205	216
Volumes livrés (Gpi ³)										
Total	2 955	2 997	4 051	3 999	790	777	1 051	1 051	256	321
Moyenne quotidienne	8,1	8,2	11,1	11,0	2,2	2,1	2,9	2,9	0,7	0,9

⁽¹⁾ En 2006, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 2 224 milliards de pieds cubes (2 215 milliards de pieds cubes en 2005), soit une moyenne quotidienne de 6,1 milliards de pieds cubes (6,1 milliards de pieds cubes en 2005).

⁽²⁾ Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 4 160 milliards de pieds cubes en 2006 (4 034 milliards de pieds cubes en 2005), soit une moyenne quotidienne de 11,4 milliards de pieds cubes (11,1 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 31 décembre 2006, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres pipelines s'est chiffrée à 19 millions de dollars, comparativement à 26 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2005. Le résultat net du pipeline Tamazunchale, entré en exploitation commerciale en décembre 2006, a été plus qu'annulé par l'incidence de l'accroissement des coûts d'élaboration de projets et des frais de soutien liés à l'expansion de l'entreprise de pipelines.

Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été de 94 millions de dollars, comparativement à 148 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. Exclusion faite du gain de 13 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P. constaté en 2006 et du gain de 49 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP en 2005, le résultat net en 2006 a été de 18 millions de dollars inférieur à celui de 2005. Cette baisse s'explique principalement par les coûts d'élaboration de projets et les frais de soutien supérieurs liés à l'entreprise de pipelines en plein essor, par la réduction de la participation dans PipeLines LP et par le fléchissement du dollar américain.

Au 31 décembre 2006, TransCanada avait consenti des avances de 118 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et la société avait capitalisé des coûts de 39 millions de dollars relativement à Keystone.

Énergie

Aperçu des résultats – Énergie

(en millions de dollars)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power	59	53	235	195
Installations énergétiques de l'Ouest	109	33	297	123
Installations énergétiques de l'Est	55	68	187	137
Stockage de gaz naturel	30	17	93	32
Placement dans S.E.C. Électricité	-	-	-	29
Frais généraux, administratifs et de soutien	(44)	(36)	(144)	(129)
Bénéfice d'exploitation	209	135	668	387
Charges financières	(6)	(4)	(23)	(11)
Intérêts créditeurs et autres produits	-	-	5	5
Impôts sur les bénéfices	(71)	(44)	(198)	(123)
	132	87	452	258
Gain à la vente de Paiton Energy	-	115	-	115
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	-	193
Résultat net	132	202	452	566

Le résultat net du secteur de l'énergie a été de 132 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, contre 202 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005. TransCanada avait constaté un gain de 115 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005 à la vente de Paiton Energy.

À l'exclusion du gain de 115 millions de dollars en 2005, le résultat net du secteur de l'énergie a été de 132 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006. Comparativement au chiffre de 87 millions de dollars constaté pour la même période en 2005, il s'agit d'une hausse de 45 millions de dollars qui s'explique par l'augmentation du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest, des installations de stockage de gaz naturel et de Bruce Power. Le recul du bénéfice d'exploitation des centrales électrique de l'Est ainsi que l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien ont en partie annulé ces augmentations.

L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation s'est accru de 6 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, comparativement au quatrième trimestre de 2005, et ce, surtout grâce à la hausse de la participation dans les installations de Bruce A et à l'incidence positive de la hausse des volumes produits, annulées en partie par le recul des prix réalisés dans leur ensemble et par l'accroissement des charges d'exploitation.

Au quatrième trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 76 millions de dollars supérieurs à celui du quatrième trimestre de 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 MW et aux marges supérieures découlant de l'effet cumulé de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général et des coûts thermiques sur le marché pour les ventes d'électricité non visée par des contrats.

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est a diminué de 13 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006, principalement en raison du nombre record d'ouragans dans le golfe du Mexique qui a entraîné une augmentation marquée des prix de certains produits de base et l'accroissement des volumes d'hydroélectricité produits. Ainsi, des bénéfices plus

élevés ont été réalisés en 2005 grâce à l'augmentation des volumes de production en raison des débits supérieurs à la normale aux installations de TC Hydro, aux marges supérieures sur le gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz d'Ocean State Power (OSP) ainsi qu'aux prix supérieurs réalisés pour l'électricité vendue sur le marché au comptant. La baisse d'un trimestre sur l'autre a été atténuée par le bénéfice supplémentaire généré en 2006 par la mise en exploitation de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour en septembre 2006 et du premier des six parcs éoliens dans le cadre du projet de Cartier énergie en novembre 2006.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel s'est accru de 13 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006, surtout grâce à l'apport supérieur de CrossAlta en raison de la plus grande capacité de stockage et des écarts supérieurs pour le gaz naturel stocké.

Exclusion faite des gains de 115 millions de dollars à la vente de Paiton Energy et de 193 millions de dollars liés à la vente de la participation dans S.E.C. Électricité en 2005, le résultat net du secteur de l'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 452 millions de dollars, soit 194 millions de dollars de plus que les 258 millions de dollars inscrits pour l'exercice 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 lié aux activités aux États-Unis 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 en commandite 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. Au 31 décembre 2006, TransCanada détenait une participation de 48,7 % dans Bruce A et une participation de 31,6 % dans Bruce B. 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)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power (base de 100 %) (en millions de dollars)				
Produits				
Électricité	465	476	1 861	1 907
Autres ⁽²⁾	28	13	71	35
	493	489	1 932	1 942
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien	(256)	(231)	(912)	(871)
Combustible	(28)	(19)	(96)	(77)
Loyer supplémentaire	(43)	(41)	(170)	(164)
Amortissement	(35)	(53)	(134)	(198)
	(362)	(344)	(1 312)	(1 310)
Produits, déduction faite des charges d'exploitation	131	145	620	632
Charges financières selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation	-	(6)	-	(58)
	131	139	620	574
Quote-part de TransCanada	58	51	228	188
Rajustements	1	2	7	7
Bénéfice d'exploitation de TransCanada tiré de Bruce Power ⁽³⁾	59	53	235	195
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible de la centrale				
Bruce A	97 %		81 %	
Bruce B	85 %		91 %	
Capacité cumulée de Bruce Power	89 %	79 %	88 %	80 %
Volumes des ventes (en GWh) ⁽⁴⁾				
Bruce A – 100 %	3 210		10 650	
Bruce B – 100 %	6 030		25 820	
Capacité cumulée de Bruce Power – 100 %	9 240	8 300	36 470	32 900
Quote-part de TransCanada	3 469	2 946	13 317	10 732
Résultats par MWh ⁽⁵⁾				
Produits de Bruce A	59 \$		58 \$	
Produits de Bruce B	46 \$		48 \$	
Produits cumulés de Bruce Power	50 \$	57 \$	51 \$	58 \$
Combustible cumulé de Bruce Power	3 \$	2 \$	3 \$	2 \$
Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power ⁽⁶⁾	38 \$	41 \$	35 \$	40 \$
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant	30 %	35 %	35 %	49 %

⁽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 11 millions de dollars et 30 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006.

⁽³⁾ Le bénéfice de participation consolidé de TransCanada comprend un montant de 26 millions de dollars et de 168 millions de dollars respectivement pour les périodes de un mois et de dix mois terminées le 31 octobre 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.

TransCanada a dégagé un bénéfice d'exploitation de 59 millions de dollars de son investissement cumulé dans Bruce Power, soit 6 millions de dollars de plus au quatrième trimestre de 2006 qu'au quatrième trimestre de 2005, et ce, surtout grâce à la hausse de la participation dans les installations de Bruce A et à l'incidence positive des volumes supérieurs produits, augmentation annulée en partie par le recul des prix réalisés dans leur ensemble et par l'accroissement des charges d'exploitation.

La quote-part revenant à TransCanada de l'électricité produite par Bruce Power durant le quatrième trimestre de 2006 a augmenté de 523 GWh pour totaliser 3 469 GWh, alors qu'elle avait été de 2 946 GWh au quatrième trimestre de 2005, en raison de l'accroissement de la participation dans les installations de Bruce A et du moins grand nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif et entretien correctif durant le quatrième trimestre de 2006. Les prix réalisés par Bruce Power durant le quatrième trimestre de 2006 (exclusion faite des autres produits) se sont situés à 50 \$ le MWh, comparativement 57 \$ le MWh pour la même période en 2005. Les charges d'exploitation (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 41 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2005 à 38 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2006 en raison de la production supérieure au quatrième trimestre de 2006.

Pour les six réacteurs en exploitation durant le quatrième trimestre de 2006, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 43 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été d'environ 12 jours-réacteur. Pendant la même période de 2005, il y avait eu pour Bruce Power 66 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 35 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. Au quatrième trimestre de 2006, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 89 %, comparativement à 79 % au quatrième trimestre de 2005.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le bénéfice d'exploitation de TransCanada provenant de son investissement cumulé dans Bruce Power s'est établi à 235 millions de dollars, alors qu'il était de 195 millions pour l'exercice 2005. Cette hausse de 40 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 accrue dans les installations de Bruce A, annulée en partie par l'érosion des prix réalisés dans leur ensemble.

À 51 \$ le MWh, les prix cumulés réalisés par Bruce Power durant l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (à l'exclusion des autres produits) se comparent à 58 \$ le MWh pour l'exercice 2005. Les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 40 \$ le MWh en 2005 à 35 \$ le MWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2006, comparativement à 80 % en 2005.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2007 devrait se situer à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à plus ou moins 75 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Deux arrêts d'exploitation pour entretien préventif sont prévus pour le troisième réacteur de Bruce A. Le premier arrêt est prévu pour le deuxième trimestre et devrait durer environ un mois, tandis que le second arrêt est prévu pour la fin du troisième trimestre de 2007 et devrait durer environ deux mois. Un arrêt d'exploitation d'un mois du quatrième réacteur de Bruce A devrait débuter au premier trimestre de 2007. En 2007, un seul arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B est prévu, soit pour le sixième réacteur. Il a débuté en janvier 2007 et devrait se terminer au début du deuxième trimestre de 2007.

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'OEO, toute la production de Bruce A au 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 éventuel 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 rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher de Bruce B peuvent faire l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant sur la durée du contrat. Jusqu'à maintenant, le résultat net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes du 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 de vente à prix fixe pour environ 6 900 GWh de sa 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 31 décembre 2006, Bruce A avait engagé 1,092 million 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

(en millions de dollars)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits				
Électricité	378	235	1 185	715
Autres ⁽¹⁾	35	50	169	158
	413	285	1 354	873
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(233)	(163)	(767)	(476)
Autres ⁽¹⁾	(32)	(37)	(135)	(104)
	(265)	(200)	(902)	(580)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(35)	(47)	(135)	(149)
Amortissement	(4)	(5)	(20)	(21)
Bénéfice d'exploitation	109	33	297	123

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

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Ouest

(en GWh) (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Offre				
Électricité produite	637	554	2 259	2 245
Électricité achetée				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	3 192	1 837	12 712	6 974
Autres achats	445	684	1 905	2 687
	4 274	3 075	16 876	11 906
Électricité vendue à contrat et au comptant				
Électricité vendue à contrat	3 053	2 804	11 029	10 374
Électricité vendue au comptant	1 221	271	5 847	1 532
	4 274	3 075	16 876	11 906

Se situant à 109 millions de dollars et à 297 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été respectivement de 76 millions de dollars et de 174 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 Sheerness de 756 MW ainsi qu'à 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 établis 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 70 % durant le quatrième trimestre de 2006 en raison du fléchissement de près de 40 % (4,25 \$ le GJ) du prix moyen du gaz naturel sur le marché au comptant en Alberta, alors que le prix sur le marché au comptant moyen de l'électricité est demeuré stable comparativement au quatrième trimestre de 2005. Durant le quatrième 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. TransCanada gère ses ventes d'électricité en fonction de ses portefeuilles. Une partie des approvisionnements de TransCanada est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et elle dépend de sa capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. La méthode de gestion des portefeuilles 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 les achats de produits de base revendus se sont accrus durant le quatrième trimestre de 2006 comparativement à la période correspondante de 2005, surtout à cause de l'acquisition de la CAE de Sheerness. Les prix réalisés supérieurs dans leur ensemble pour l'électricité vendue durant le quatrième trimestre de 2006 ont également fait augmenter les produits tirés des ventes d'électricité. Les volumes produits durant le quatrième trimestre de 2006 ont augmenté de 83 GWh comparativement au quatrième trimestre de 2005 pour se chiffrer à 637 GWh, et ce, principalement en raison de la remise en exploitation de la centrale de Bear Creek en août 2006. Les volumes d'électricité achetée par la société et le pourcentage des volumes de l'électricité produite qu'elle a vendus sur le marché au comptant en Alberta durant le quatrième trimestre de 2006 sont supérieurs à ceux de 2005 en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness. Environ 29 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au quatrième trimestre de 2006, comparativement à 9 % 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 31 décembre 2006, des contrats à prix fixe pour la vente de 10 600 GWh d'électricité en 2007.

*Installations énergétiques de l'Est***Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Est**(en millions de dollars)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits				
Électricité	262	125	789	505
Autres ⁽¹⁾	68	158	292	412
	330	283	1 081	917
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(95)	(32)	(379)	(215)
Autres ⁽¹⁾	(61)	(136)	(257)	(373)
	(156)	(168)	(636)	(588)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(108)	(40)	(226)	(167)
Amortissement	(11)	(7)	(32)	(25)
Bénéfice d'exploitation	55	68	187	137

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

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Offre				
Électricité produite	2 007	873	4 700	2 879
Électricité achetée	760	489	3 091	2 627
	2 767	1 362	7 791	5 506
Électricité vendue à contrat et au comptant				
Électricité vendue à contrat	2 659	1 154	7 374	4 919
Électricité vendue au comptant	108	208	417	587
	2 767	1 362	7 791	5 506

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est a diminué de 13 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006. Le nombre record d'ouragans dans le golfe du Mexique en 2005 a entraîné une augmentation marquée des prix de certains produits de base et l'accroissement des volumes d'hydroélectricité produits. Ainsi, des bénéfices plus élevés ont été réalisés en 2005 grâce à l'augmentation des volumes de production en raison des débits supérieurs à la normale aux installations de TC Hydro, aux marges supérieures sur le gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz d'OSP ainsi qu'aux prix supérieurs réalisés pour l'électricité vendue sur le marché au comptant. La baisse d'un trimestre sur l'autre a été atténuée par le bénéfice supplémentaire généré en 2006 par la mise en exploitation de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour en septembre 2006 et du premier des six parcs éoliens dans le cadre du projet de Cartier énergie en novembre 2006.

Le bénéfice d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a progressé de 50 millions de dollars, passant de 137 millions de dollars pour la même période en 2005 à 187 millions de dollars pour la période visée. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire découlant de la possession pour un exercice complet des actifs productifs de TC Hydro acquis le 1^{er} avril 2005, de la mise en service, en septembre 2006, de la centrale de cogénération de Bécancour d'une puissance de 550 MW, d'un paiement unique de 10 millions de dollars (16 millions de dollars avant les impôts) au titre d'une restructuration contractuelle versé au premier trimestre de 2005 par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel et des marges généralement supérieures obtenues en 2006 sur les ventes d'électricité

plus élevées. Ces hausses ont été en partie contrées par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain entre 2005 et 2006.

Entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006, les volumes produits se sont accrus de 1 134 GWh pour passer de 873 GWh à 2 007 GWh, principalement en raison de la mise en service de la centrale de Bécancour.

À 262 millions de dollars, les produits des ventes d'électricité ont augmenté de 137 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006 comparativement à la même période en 2005. Cet accroissement s'explique essentiellement par la mise en service de la centrale de Bécancour, par la hausse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels et par les prix réalisés plus élevés. Les achats de produits de base revendus, soit 95 millions de dollars, a progressé entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006 principalement du fait de l'achat de volumes supérieurs pour répondre aux approvisionnements stipulés dans les contrats de vente et de la progression des prix de l'électricité achetée. La hausse des volumes des ventes a fait passer les volumes d'électricité achetés à 760 GWh au quatrième trimestre de 2006. Pour ce trimestre, les autres produits d'exploitation et les autres produits de base revendus ont totalisé respectivement 68 millions de dollars et 61 millions de dollars. Ils ont baissé 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 quatrième trimestre de 2006, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 108 millions de dollars, soit un montant supérieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique avant tout par la mise en exploitation de la centrale de Bécancour.

Pour le quatrième trimestre de 2006, environ 4 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 15 % au quatrième 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 31 décembre 2006, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 11 900 GWh d'électricité pour 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

(en GWh)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power ⁽¹⁾	3 469	2 946	13 317	10 732
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	4 274	3 075	16 876	11 906
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	2 767	1 362	7 791	5 506
Placement dans S.E.C. Électricité ⁽⁴⁾	-	-	-	1 865
Total	10 510	7 383	37 984	30 009

⁽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 la 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, de Bécancour et de la première phase de Cartier sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est depuis respectivement le 1^{er} avril 2005, le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power	89 %	79 %	88 %	80 %
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	92 %	81 %	88 %	85 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	89 %	90 %	95 %	83 %
Placement dans S.E.C. Électricité ⁽⁴⁾	-	-	-	94 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	90 %	88 %	93 %	87 %
Toutes les centrales	90 %	84 %	91 %	84 %

⁽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 volumes visés par la CAE de Sheerness sont inclus dans les installations énergétiques de l'Ouest depuis le 31 décembre 2005.

⁽³⁾ Les résultats de TC Hydro, de Bécancour et de la première phase de Cartier sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est depuis respectivement le 1^{er} avril 2005, le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

⁽⁴⁾ 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 30 millions de dollars et à 93 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, soit respectivement 13 millions de dollars et 61 millions de dollars de plus que pour les périodes correspondantes de 2005. Ces augmentations sont principalement attribuables au résultat 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. L'installation de stockage de gaz naturel d'Edson a été mise en service durant le quatrième trimestre de 2006, et elle est entrée en exploitation le 31 décembre 2006.

Frais généraux, administratifs et de soutien

À 44 millions de dollars et 144 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, les frais généraux, administratifs et de soutien ont progressé respectivement de 8 millions de dollars et de 15 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2005. Ces hausses s'expliquent surtout par les coûts accrus liés à la croissance de l'entreprise d'énergie.

Au 31 décembre 2006, TransCanada avait capitalisé 31 millions de dollars relativement au projet de GNL de Broadwater.

Siège social

Le résultat net du secteur du siège social s'est élevé à 11 millions de dollars et à 39 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, alors que des charges nettes de 7 millions de dollars et de 36 millions de dollars avaient été constatées pour les périodes correspondantes de 2005.

Entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006, le résultat net s'est accru de 18 millions de dollars, et ce, principalement en raison de remboursements d'impôts sur les bénéfices et de l'intérêt connexe ainsi que d'autres rajustements d'impôts positifs totalisant 12 millions de dollars. Ces augmentations du résultat net sont en partie contrées par la progression des charges financières, y compris les intérêts débiteurs supérieurs en raison de l'émission de titres de créance à long terme en 2006.

La progression de 75 millions de dollars du résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, comparativement à l'exercice 2005, est principalement attribuable aux remboursements d'impôts sur les bénéfices de 12 millions de dollars et à l'intérêt connexe constatés au quatrième trimestre de 2006, aux économies d'impôts sur les bénéfices de 50 millions de dollars liés à la résolution de certaines questions fiscales déclarées au troisième trimestre de 2006 ainsi qu'à l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de réductions des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada déclarés au deuxième trimestre de 2006. Par ailleurs, le fléchissement du dollar américain a lui aussi influé positivement sur le résultat net en 2006.

Autres faits nouveaux

Le lecteur trouvera plus de détails sur les autres faits nouveaux au début du présent communiqué.

Pipelines

Réseau principal au Canada

Le 23 novembre 2006, l'ONÉ a annoncé qu'aux termes du mécanisme de rajustement approuvé dans la décision lors de l'instance sur le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinières (RH-2-94), le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires pour le réseau principal au Canada en 2007 a diminué, passant de 8,88 % en 2006 à 8,46 % pour 2007.

TransCanada étudie les exigences relatives aux pipelines en ce qui a trait au terminal méthanier proposé à Cacouna et la société a déposé en décembre 2006 une demande auprès de l'ONÉ pour faire approuver un nouveau point de réception à Gros-Cacouna et confirmer la méthode de tarification qui s'appliquera à partir de cet endroit.

Réseau de l'Alberta

Le 30 novembre 2006, l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta a annoncé que le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires fondé sur une formule du réseau de l'Alberta est de 8,51 % pour 2007, un taux inférieur à celui de 8,93 % en 2006. Le 20 décembre 2006, l'EUB a approuvé la demande de TransCanada sollicitant l'approbation de tarifs provisoires pour les services de transport à partir du 1^{er} janvier 2007. Les tarifs définitifs pour 2007 devraient être déterminés durant le premier trimestre de 2007.

Réseau de Foothills

Le 21 décembre 2006, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande d'intégration des réseaux de la Colombie-Britannique et de Foothills. TransCanada souhaite vendre à Foothills South B.C. les installations du réseau de la Colombie-Britannique. Foothills South B.C. entend acheter ces installations et les intégrer à son réseau actuel et maintenir les services actuellement assurés aux expéditeurs du réseau de la Colombie-Britannique. L'opération se traduira par des gains d'efficacité administrative qui devraient contribuer à réduire les frais d'exploitation.

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 demandait un certain nombre de modifications tarifaires, y compris une majoration des tarifs de transport entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2007, sous réserve d'un remboursement. Les tarifs en vigueur avant l'augmentation tarifaire de janvier 2007 étaient fondés

sur la résolution du dernier dossier tarifaire pour le réseau déposé en 1994. Les nouveaux tarifs comprennent un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 14,5 %, un ratio de l'avoir des actionnaires ordinaires de 62,99 % et un taux d'amortissement de 2,76 % pour les installations de transport.

La société a reçu, en janvier 2007, une ordonnance de procédure de la FERC qui établit le calendrier pour la tenue de l'audience sur ses tarifs. Il est actuellement prévu que l'audience sur les tarifs commencera en octobre 2007.

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 d'un maximum 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 et de construire un nouveau pipeline et une nouvelle station de comptage. 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.

Northern Border

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 approuvé par la FERC le 21 novembre 2006.

Énergie

Marché de capacité à terme

Le 15 juin 2006, la FERC a approuvé un règlement prévoyant la mise en application d'un marché de capacité à terme (MCT) nouvellement conçu pour la production d'électricité sur les marchés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre. Le MCT a pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité nouvelles et existantes nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau d'électricité fiable. Le règlement prévoit une période de transition pluriannuelle allant de décembre 2006 à 2010 durant laquelle des paiements fixes, variant de 3,05 \$ US à 4,10 \$ US le kilowatt-mois, seront versés aux propriétaires pour la capacité installée existante. Ces paiements seront réduits advenant des arrêts d'exploitation. La centrale d'OSP de 560 MW et les installations de production d'électricité de TC Hydro de 567 MW faisant partie des établissements énergétiques de l'Est sont admissibles à des paiements durant la période de transition à partir de décembre 2006. Conformément au nouveau MCT, Independent System Operator (ISO) de Nouvelle-Angleterre déterminera les besoins du réseau d'électricité trois ans à l'avance et il tiendra une vente aux enchères annuelle permettant d'acheter les ressources en électricité requise pour répondre aux besoins futurs d'une région donnée. Les fournisseurs commenceront à recevoir des paiements aux termes du mécanisme de vente aux enchères du MCT en juin 2010.

Broadwater

En novembre 2006, le projet de Broadwater Energy a franchi une autre étape importante lorsque la FERC a publié l'avant-projet d'énoncé des incidences environnementales (APEIE) pour l'installation marine de GNL proposée par Broadwater, dans le détroit de Long Island. Dans l'APEIE, la FERC a conclu que des approvisionnements gaziers supplémentaires sont requis pour produire de l'électricité et atteindre les objectifs de qualité de l'air et que, grâce à l'adoption des recommandations de la FERC et de la Garde côtière des États-Unis, le projet de Broadwater entraînerait moins d'incidences environnementales que tout autre projet considéré. TransCanada prévoit que la FERC diffusera son énoncé des incidences environnementales définitif en 2007. Sous réserve des approbations réglementaires, la première livraison de GNL aux installations de Broadway est prévue pour la fin de 2010. Broadway est un partenariat entre TransCanada et Shell US Gas & Power.

Cacouna

En décembre 2006, la diffusion du rapport de la commission mixte formée de représentants du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale sur le terminal méthanier proposé à Gros-Cacouna, au Québec, a marqué une autre étape importante dans le cadre du projet d'Énergie Cacouna. La commission a conclu que le projet ne causera vraisemblablement aucune incidence environnementale néfaste importante si les mesures d'atténuation et les recommandations proposées par la commission sont adoptées. Cacouna est un partenariat entre TransCanada et Petro-Canada et les partenaires prévoient que les travaux de construction du terminal méthanier commenceront en 2007, sous réserve des approbations réglementaires.

Siège social

Dividendes admissibles

Tous les dividendes payés par TransCanada ou TCPL après le 31 décembre 2005 et touchés par une personne résidant au Canada seront désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) par suite de la promulgation de propositions législatives à cet effet le 16 octobre 2006. En vertu de cette loi, un particulier résidant au Canada peut se prévaloir du crédit d'impôt bonifié pour dividendes pour les dividendes admissibles reçus.

États consolidés des résultats

(en millions de dollars, sauf les montants par action) (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	2 091	1 771	7 520	6 124
Charges d'exploitation				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	715	546	2 411	1 825
Achats de produits de base revendus	483	398	1 707	1 232
Amortissement	272	265	1 059	1 017
	<u>1 470</u>	<u>1 209</u>	<u>5 177</u>	<u>4 074</u>
	621	562	2 343	2 050
Autres charges (produits)				
Charges financières	213	211	825	836
Charges financières des coentreprises	25	17	92	66
Bénéfice de participation	(5)	(51)	(33)	(247)
Intérêts créditeurs et autres produits	(27)	(14)	(123)	(63)
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	(23)	-
Gain à la vente de Païton Energy	-	(118)	-	(118)
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	-	(245)
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	-	-	(82)
	<u>206</u>	<u>45</u>	<u>738</u>	<u>147</u>
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	415	517	1 605	1 903
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	23	121	301	550
Futurs	104	22	175	60
	<u>127</u>	<u>143</u>	<u>476</u>	<u>610</u>
Participations sans contrôle				
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	5	5	22	22
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	11	16	43	52
Autres	3	3	13	10
	<u>19</u>	<u>24</u>	<u>78</u>	<u>84</u>
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	269	350	1 051	1 209
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	-	28	-
Bénéfice net	269	350	1 079	1 209
Bénéfice net par action				
De base				
Activités poursuivies	0,55 \$	0,72 \$	2,15 \$	2,49 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-
	<u>0,55 \$</u>	<u>0,72 \$</u>	<u>2,21 \$</u>	<u>2,49 \$</u>
Dilué				
Activités poursuivies	0,54 \$	0,71 \$	2,14 \$	2,47 \$
Activités abandonnées	-	-	0,06	-
	<u>0,54 \$</u>	<u>0,71 \$</u>	<u>2,20 \$</u>	<u>2,47 \$</u>
Nombre moyen d'actions en circulation – (en millions)				
De base	488,6	487,1	488,0	486,2
Dilué	<u>490,9</u>	<u>490,4</u>	<u>490,6</u>	<u>489,1</u>

États consolidés des flux de trésorerie

(en millions de dollars) (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	269	350	1 079	1 209
Amortissement	272	265	1 059	1 017
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P., déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	-	(11)	-
Gain à la vente de Paiton Energy, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	(121)	-	(121)
Gain à la vente de parts de PipeLines LP, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	-	-	(31)
Gains liés à S.E.C. Électricité, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	-	-	(166)
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(1)	(1)	(9)	(71)
Impôts futurs	104	22	175	60
Participations sans contrôle	19	24	78	84
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(14)	(4)	(31)	(9)
Autres	11	(5)	38	(21)
	660	530	2 378	1 951
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(167)	124	(303)	(49)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	493	654	2 075	1 902
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(570)	(345)	(1 572)	(754)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(112)	(685)	(470)	(1 317)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	125	23	671
Montants reportés et autres	(34)	(29)	(97)	64
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(716)	(934)	(2 116)	(1 336)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires	(156)	(148)	(617)	(586)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(25)	(12)	(72)	(74)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(46)	579	(495)	416
Dette à long terme émise	857	-	2 107	799
Réduction de la dette à long terme	(377)	(151)	(729)	(1 113)
Dette à long terme émise par des coentreprises	18	33	56	38
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(22)	(61)	(70)	(80)
Actions ordinaires émises	14	5	39	44
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	263	245	219	(556)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	17	1	9	11
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	57	(34)	187	21
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	342	246	212	191
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	399	212	399	212

Bilans consolidés(en millions de dollars)
(non vérifié)

	31 décembre 2006	31 décembre 2005
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	399	212
Débiteurs	1 004	796
Stocks	392	281
Autres	297	277
	2 092	1 566
Placements à long terme	71	400
Immobilisations corporelles	21 487	20 038
Écart d'acquisition	281	57
Autres éléments d'actif	1 978	2 052
	25 909	24 113
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	467	962
Créditeurs	1 500	1 494
Intérêts courus	264	222
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	616	393
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	142	41
	2 989	3 112
Montants reportés	1 029	1 196
Impôts futurs	876	703
Dette à long terme	10 887	9 640
Dette à long terme des coentreprises	1 136	937
Titres privilégiés	536	536
	17 453	16 124
Participations sans contrôle		
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	287	318
Autres	79	76
	755	783
Capitaux propres		
Actions ordinaires	4 794	4 755
Surplus d'apport	273	272
Bénéfices non répartis	2 724	2 269
Écart de conversion	(90)	(90)
	7 701	7 206
	25 909	24 113

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. L'information financière sur ces secteurs a été modifiée pour tenir compte de la structure d'organisation interne de la société. 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 centrales et de stockage de gaz naturel ainsi que les projets de GNL de la société au Canada et aux États-Unis. 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 pour le premier trimestre de 2006 sont présentées ci-après.

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

Trimestres terminés les 31 décembre (en millions de dollars) (non vérifié)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
	Produits	1 034	1 012	1 057	759	-	-	2 091
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(386)	(327)	(329)	(219)	-	-	(715)	(546)
Achats de produits de base revendus	-	-	(483)	(398)	-	-	(483)	(398)
Amortissement	(235)	(232)	(36)	(33)	(1)	-	(272)	(265)
	413	453	209	109	(1)	-	621	562
Charges financières et participations sans contrôle	(194)	(200)	-	-	(38)	(35)	(232)	(235)
Charges financières des coentreprises	(19)	(13)	(6)	(4)	-	-	(25)	(17)
Bénéfice de participation	5	25	-	26	-	-	5	51
Intérêts créditeurs et autres produits	8	4	-	-	19	10	27	14
Gain à la vente de Paiton Energy	-	-	-	118	-	-	-	118
Impôts sur les bénéfices	(87)	(114)	(71)	(47)	31	18	(127)	(143)
Activités poursuivies	126	155	132	202	11	(7)	269	350
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	-
Bénéfice net							269	350

Exercices terminées les 31 décembre (en millions de dollars) (non vérifié)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
	Produits	3 990	3 993	3 530	2 131	-	-	7 520
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 380)	(1 226)	(1 024)	(595)	(7)	(4)	(2 411)	(1 825)
Achats de produits de base revendus	-	-	(1 707)	(1 232)	-	-	(1 707)	(1 232)
Amortissement	(927)	(932)	(131)	(85)	(1)	-	(1 059)	(1 017)
	1 683	1 835	668	219	(8)	(4)	2 343	2 050
Charges financières et participations sans contrôle	(767)	(788)	-	(2)	(136)	(130)	(903)	(920)
Charges financières des coentreprises	(69)	(57)	(23)	(9)	-	-	(92)	(66)
Bénéfice de participation	33	79	-	168	-	-	33	247
Intérêts créditeurs et autres produits	67	25	5	5	51	33	123	63
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	23	-	-	-	-	-	23	-
Gain à la vente de Paiton Energy	-	-	-	118	-	-	-	118
Gains liés à la vente de S.E.C. Électricité	-	-	-	245	-	-	-	245
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	82	-	-	-	-	-	82
Impôts sur les bénéfices	(410)	(497)	(198)	(178)	132	65	(476)	(610)
Activités poursuivies	560	679	452	566	39	(36)	1 051	1 209
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	28	-
Bénéfice net							1 079	1 209

Téléconférence

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 13 h (heure des Rocheuses) / 15 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du quatrième 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 conférence sera également transmise 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 6 février 2007; il suffira de composer le 1-800-408-3053 ou le 416-695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3210334. 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, y compris des gazoducs, des installations de stockage de gaz naturel et des installations de production d'électricité. Depuis 50 ans, TransCanada transporte la majorité du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les principaux marchés du Canada et des États-Unis. À la suite de la ratification de l'acquisition d'ANR Pipeline Company et d'ANR Storage Company annoncée le 22 décembre 2006, le réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada s'étendra sur plus de 59 000 km (36 500 milles) et permettra d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada deviendra également le plus important fournisseur de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage d'environ 360 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production d'environ 7 700 mégawatts d'électricité 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.

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 ou Sheila Shapiro au 403-920-2240.

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