

TRANSCANADA CORPORATION – QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2007

Renseignements aux médias : Cecily Dobson/Shela Shapiro 403-920-7859
800-608-7859

Renseignements aux analystes : David Moneta/Myles Dougan/Terry Hook 403-920-7911
800-361-6522

Communiqué

**TransCanada annonce une augmentation de 10 % du résultat comparable en 2007
Dividende sur les actions ordinaires majoré de 6 %**

CALGARY, Alberta – Le 29 janvier 2008 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants des résultats du quatrième trimestre et de l'exercice 2007

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

- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2007 atteint 377 millions de dollars (0,70 \$ par action), ce qui représente un accroissement de 27 % du bénéfice par action comparativement à 2006.
- Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 s'élève à 307 millions de dollars (0,57 \$ par action), soit une progression d'environ 8 % du résultat comparable par action par rapport à 2006.
- Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice net se chiffre à 1,223 milliard de dollars (2,31 \$ par action), une hausse d'environ 5 % du bénéfice net par action comparativement à 2006.
- À 1,107 milliard de dollars (2,09 \$ par action), le bénéfice comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 est d'environ 10 % supérieur au bénéfice comparable par action de 2006.
- Pour le quatrième trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés respectivement à 741 millions de dollars et 2,621 milliards de dollars, soit une hausse d'environ 12 % et 10 % pour chacune des périodes visées.
- Le conseil d'administration déclare un dividende de 0,36 \$ par action ordinaire, soit une majoration de 6 %.

« Le solide rendement financier de TransCanada au quatrième trimestre et tout au long de 2007 est attribuable à l'apport appréciable de nos actifs existants ainsi qu'à la croissance des flux de trésorerie

et du résultat provenant des actifs nouvellement acquis et mis en valeur, tels que le réseau de pipelines d'ANR et l'installation de stockage de gaz naturel d'Edson en Alberta », a affirmé Hal Kvisle, président et chef de la direction de TransCanada. Notre solide rendement financier en 2007 a permis au conseil de la direction de la société de majorer le dividende trimestriel sur les actions ordinaires de la société de 6 % pour le faire passer à 0,36 \$ par action ».

« Nous sommes très satisfaits des progrès de TransCanada dans le cadre des projets pipeliniers et énergétiques de la société en 2007. Nous avons franchi d'importantes étapes au quatrième trimestre, notamment l'obtention de certaines approbations réglementaires pour notre projet d'oléoduc Keystone, l'annonce de l'expansion du réseau de l'Alberta et l'installation de la seizième, et dernière, chaudière à vapeur à la centrale électrique de Bruce A. Grâce aux progrès réalisés dans le cadre de ces projets d'infrastructures à grande échelle, nous prévoyons être en mesure de produire de solides rendements financiers pour nos actionnaires », a ajouté M. Kvisle.

TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) a annoncé que le bénéfice net du quatrième trimestre de 2007 a atteint à 377 millions de dollars (0,70 \$ par action), alors qu'il avait été de 269 millions de dollars (0,55 \$ par action) au quatrième trimestre de 2006.

Le résultat comparable est passé de 257 millions de dollars (0,53 \$ par action) au quatrième trimestre de 2006 à 307 millions de dollars (0,57 \$ par action) au quatrième trimestre de 2007. La hausse de 50 millions de dollars (0,04 \$ par action) provient de l'apport supérieur de l'entreprise de pipelines attribuable au bénéfice supplémentaire découlant de l'acquisition d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR), du résultat accru attribuable aux règlements tarifaires pour le réseau principal au Canada et pour le réseau de Gas Transmission Northwest ainsi que du recul des frais d'exploitation pour le réseau de l'Alberta. Le résultat comparable de l'entreprise d'énergie a été inférieur, et ce, principalement en raison de l'incidence des prix réalisés moins élevés en Alberta et de l'apport réduit de Bruce Power. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 ne tenait pas compte de rajustements d'impôts favorables de 56 millions de dollars découlant de modifications à la législation fiscale canadienne et d'un gain de 14 millions de dollars réalisé à la vente de terrains; au quatrième trimestre de 2006, le résultat comparable excluait des remboursements d'impôts de 12 millions de dollars.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice net et le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) se sont chiffrés à 1,223 milliard de dollars (2,31 \$ par action), comparativement au bénéfice net de 1,079 milliard de dollars (2,21 \$ par action) et au résultat net de 1,051 milliard de dollars (2,15 \$ par action) en 2006.

Le bénéfice comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établi à 1,107 milliard de dollars (2,09 \$ par action) contre 925 millions de dollars (1,90 \$ par action) en 2006. La progression de 182 millions de dollars (0,19 \$ par action) est en majeure partie attribuable à la hausse du bénéfice découlant de l'acquisition d'ANR, du résultat supérieur du réseau principal au Canada et de la mise en exploitation des installations de Bécancour et d'Edson vers la fin de 2006. Ces augmentations ont été en partie annulées par l'apport inférieur de Bruce Power. Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 ne tient pas compte de rajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars et du gain de 14 millions de dollars réalisé à la vente de terrains. Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 excluait des rajustements d'impôts favorables de 95 millions de dollars, le règlement de 18 millions de dollars conclu dans le cadre de la faillite de Mirant Corporation et de certaines de ses filiales et le gain de 13 millions de dollars découlant de la vente de la participation de TransCanada dans Northern Border Partners, L.P.

Les rentrées nettes provenant de l'exploitation se sont élevées à 695 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007, alors qu'elles avaient été de 493 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les rentrées nettes provenant de l'exploitation se sont chiffrées à 2,836 milliards de dollars, comparativement à 2,075 milliards de dollars pour la même période en 2006. La hausse des rentrées nettes provenant de l'exploitation découle principalement de l'accroissement des fonds provenant de l'exploitation et d'une diminution du fonds de roulement d'exploitation.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 741 millions de dollars et à 2,621 milliards de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007. Il s'agit d'une hausse de respectivement 81 millions de dollars et 243 millions de dollars comparativement aux chiffres des périodes correspondantes de 2006.

Les faits marquants récents au sein des secteurs des pipelines, de l'énergie et du siège social comprennent notamment ce qui suit :

Pipelines

- Le 11 janvier 2008, TransCanada a reçu l'énoncé des incidences environnementales (EIE) définitif du Département d'État des États-Unis au sujet du projet d'oléoduc Keystone (Keystone) indiquant que l'oléoduc entraînerait des incidences néfastes limitées. Une décision est attendue à la mi-février 2008 au sujet de la demande de Keystone en vue de l'obtention d'un permis présidentiel autorisant la construction et l'exploitation des installations à la frontière entre les États-Unis et le Canada. Des contrats pour la construction et les approvisionnements en matériaux totalisant 3,0 milliards de dollars ont été octroyés pour les tuyaux, les réservoirs, les pompes et les matériaux connexes ainsi que pour les services d'ingénierie et de gestion de la construction. La réception et la mise en dépôt des tubes de canalisation ont débuté et les travaux de construction devraient commencer en février 2008.
- Le 22 janvier, ConocoPhillips et TransCanada ont annoncé que ConocoPhillips avait fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans le projet d'oléoduc Keystone. Aux termes d'un protocole d'entente signé antérieurement, ConocoPhillips s'est engagée à expédier du pétrole brut dans l'oléoduc et a le droit d'acquérir une participation maximale de 50 %. Les sociétés affiliées à TransCanada seront responsables de la construction et de l'exploitation de l'oléoduc Keystone d'une longueur de 3 456 kilomètres (2 148 milles).
- Le 1^{er} novembre 2007, Gas Transmission Northwest System a déposé auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) une stipulation et une entente comportant un règlement non contesté pour les aspects de son dossier tarifaire général pour 2006. La FERC a rendu une ordonnance approuvant le règlement le 7 janvier 2008. Les tarifs stipulés dans le règlement sont en vigueur rétroactivement à partir du 1^{er} janvier 2007.
- En novembre 2007, une demande particulière a été déposée auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) au sujet du prolongement du réseau de l'Alberta dans le corridor du centre-nord. Le projet fournira la capacité requise pour faire face à l'accroissement des approvisionnements dans le nord-ouest de l'Alberta, à l'amoindrissement des stocks de gaz dans le nord-est de l'Alberta, à l'expansion des marchés à l'intérieur de l'Alberta découlant principalement de l'intensification de l'exploitation des sables bitumineux et à la réduction de la

capacité de livraison aux pipelines d'interconnexion à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. Le coût estimatif de ce projet est de 983 millions de dollars, et la construction devrait commencer vers la fin de 2008, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation. Le projet devrait être réalisé en deux étapes, la première s'achevant en avril 2009 et la seconde, en avril 2010.

- Le 30 novembre 2007, TransCanada a présenté une demande de permis pour la construction du projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (AGIA). Le 4 janvier 2008, l'État de l'Alaska a annoncé que TransCanada avait présenté une demande complète en vertu de l'AGIA et que le projet passerait à l'étape des commentaires publics. Aucun autre requérant ne respecte toutes les exigences de l'AGIA. Si la demande est approuvée par l'administration et l'assemblée législative, TransCanada pourrait obtenir le permis aux termes de l'AGIA d'ici la fin de l'année.
- En novembre 2007, Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) a déposé auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) une demande d'approbation d'un règlement de trois ans partiellement négocié avec tous les intéressés au sujet de toutes les questions visées, exception faite du coût du capital pour la période allant de 2007 à 2009. En décembre 2007, TQM a déposé une demande visant le coût du capital pour 2007 et 2008. Cette demande sollicite l'approbation d'un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Les tarifs actuels de TQM sont fondés sur la formule du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires préconisée par l'ONÉ en fonction d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 30 %. L'audience sur le coût du capital devrait commencer le 23 septembre 2008.
- Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) et Gas Transmission Northwest System ont conclu une entente avec Calpine Corporation au sujet des demandes de créanciers non garantis autorisés dans le cadre de la faillite de Calpine d'un montant respectif de 125 millions de dollars US et de 192,5 millions de dollars US. Ces demandes devraient être réglées au premier trimestre de 2008 lorsque les créanciers devraient recevoir des actions de la société restructurée. Ces actions seront assujetties aux fluctuations des cours lorsque les actions de la nouvelle société Calpine commenceront à se négocier sur le marché. Les demandes de Nova Gas Transmission Ltd. et de Foothills Pipe Lines (South B.C.), de respectivement 31,6 millions de dollars et 44,4 millions de dollars, ont été toutes deux reçues en janvier 2008, et les recouvrements obtenus sont au profit des expéditeurs des systèmes respectifs.

Énergie

- En janvier 2008, un autre grand jalon a été franchi dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf des premier et deuxième réacteurs de Bruce A avec l'installation de la seizième et dernière chaudière à vapeur. À la suite de la réalisation de cette étape dans le cadre du projet, le financement autorisé pour les premier et deuxième réacteurs a augmenté, passant de 2,75 milliards de dollars à environ 3,0 milliards de dollars. Bruce Power prépare actuellement un devis exhaustif des coûts d'achèvement du projet de redémarrage des premier et deuxième réacteurs. Ce processus devrait donner lieu à un accroissement supplémentaire du coût total du projet. Les hausses des coûts de projet sont assujetties au mécanisme de partage des risques et des économies liés aux dépenses en immobilisations aux termes de l'accord conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario. Les premier et deuxième réacteurs devraient assurer une production supplémentaire de 1 500 mégawatts (MW) une fois les travaux achevés en 2010.

- Le 11 janvier 2008, Broadwater Energy, LLC a franchi une autre étape importante lorsque la FERC a publié l'EIE définitif pour le projet de Broadwater, une installation marine de gaz naturel liquéfié (GNL) proposée dans le détroit de Long Island, New York. La FERC a réitéré ses conclusions, à savoir que parmi les options possibles, Broadwater représente un moyen respectueux de l'environnement de répondre aux besoins en gaz naturel de la région au cours des années à venir. Cela comprend l'étude de l'objet du projet et des besoins ainsi que les incidences environnementales liées à l'emplacement, à la conception et aux méthodes de construction des solutions de rechange. Le Département d'État de l'État de New York devrait rendre une décision au sujet de la loi intitulée *Coastal Zone Management Act* pendant le premier trimestre de 2008.
- La deuxième phase du projet de Cartier énergie éolienne, soit le parc éolien de 100,5 MW à Anse-à-Valleau, est entrée en exploitation en novembre 2007. De plus, Cartier énergie éolienne a entrepris la construction des installations du parc éolien de Carleton d'une puissance de 109,5 MW, la troisième phase du projet.
- Le 15 janvier 2008, l'audience de la Land Use Regulatory Commission de l'État du Maine a donné lieu à l'approbation d'une demande de permis d'utilisation des terres pour le projet éolien Kibby, parc éolien proposé près du mont Kibby et le long de la chaîne de montagnes du même nom dans la région des montagnes frontalières dans l'État du Maine. Le projet éolien Kibby comprend 44 éoliennes et devrait produire environ 132 MW d'électricité. Sous réserve de l'approbation des organismes fédéraux et étatiques américains, l'aménagement des nouvelles installations pourrait commencer dès 2008.
- En novembre 2007, TransCanada a conclu un accord avec Hydro-Québec prévoyant l'interruption temporaire de toute la production d'électricité de la centrale de Bécancour en 2008. L'accord, conclu à la demande d'Hydro-Québec en raison de la capacité excédentaire d'électricité, a été approuvé par la Régie de l'énergie du Québec en décembre 2007. Il confère à Hydro-Québec l'option de prolonger l'interruption temporaire jusqu'en 2009. Aux termes de cet accord, TransCanada recevra des paiements semblables à ceux qu'elle aurait touchés dans le cours normal de l'exploitation de la centrale.

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2007

Résultats d'exploitation (non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits	2 189	2 091	8 828	7 520
Bénéfice net				
Activités poursuivies	377	269	1 223	1 051
Activités abandonnées	-	-	-	28
	377	269	1 223	1 079
Résultat comparable ⁽¹⁾	307	257	1 107	925
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	741	660	2 621	2 378
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(46)	(167)	215	(303)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	695	493	2 836	2 075
Dépenses en immobilisations	595	570	1 651	1 572
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	1	112	4 223	470

Données sur les actions ordinaires	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,70 \$	0,55 \$	2,31 \$	2,15 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,06
	0,70 \$	0,55 \$	2,31 \$	2,21 \$
Résultat comparable par action - de base ⁽¹⁾	0,57 \$	0,53 \$	2,09 \$	1,90 \$
Dividendes déclarés par action	0,34 \$	0,32 \$	1,36 \$	1,28 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	539	489	530	488
À la fin de la période	540	489	540	489

⁽¹⁾ Pour un complément d'information sur le résultat comparable, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action, il y a lieu de consulter la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » dans le présent communiqué.

Informations prospectives

Le présent communiqué peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. 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 résultats ou les événements que laissent entrevoir ces informations pourraient différer des résultats ou des événements réels. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, 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 d'intérêt et 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 pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. 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, et TransCanada n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, notamment pour tenir compte de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres faits, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent communiqué, TransCanada utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR), et, par conséquent, elles sont considérées comme étant non conformes aux PCGR. Ces mesures ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Elles ont été utilisées pour fournir aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de TransCanada, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation. La direction a recours à ces mesures pour pouvoir mieux comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer l'exploitation.

Le résultat comparable comprend le bénéfice net découlant des activités poursuivies rajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants mais ne sont pas typiquement représentatifs des activités de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, et la direction fait preuve de discernement pour déterminer les postes à exclure du calcul du résultat comparable. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et rajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice et des règlements reçus d'anciens clients dans le cadre de faillites. Le rapprochement du résultat

comparable et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent communiqué. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation de la période visée.

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 2007 » figurant dans le présent communiqué.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure utilisée par le secteur de l'énergie. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du résultat net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent communiqué.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Pipelines				
Résultat comparable	202	126	686	529
Postes particuliers :				
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	-	13
Résultat net	202	126	686	560
Énergie				
Résultat comparable	114	132	466	429
Postes particuliers :				
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	30	-	34	23
Gain à la vente de terrains	14	-	14	-
Résultat net	158	132	514	452
Siège social				
Charges comparables	(9)	(1)	(45)	(33)
Poste particulier :				
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	26	12	68	72
Résultat net	17	11	23	39
Bénéfice net				
Activités poursuivies ⁽¹⁾	377	269	1 223	1 051
Activités abandonnées	-	-	-	28
Bénéfice net	377	269	1 223	1 079
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies ⁽²⁾	0,70 \$	0,55 \$	2,31 \$	2,15 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,06
De base	0,70 \$	0,55 \$	2,31 \$	2,21 \$
Dilué	0,70 \$	0,54 \$	2,30 \$	2,20 \$
(1) Résultat comparable	307	257	1 107	925
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	56	12	102	95
Gain à la vente de terrains	14	-	14	-
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gains à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	-	13
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	377	269	1 223	1 051
(2) Résultat comparable par action	0,57 \$	0,53 \$	2,09 \$	1,90 \$
Postes particuliers - par action				
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	0,10	0,02	0,19	0,18
Gain à la vente de terrains	0,03	-	0,03	-
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	0,04
Gains à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	-	0,03
Bénéfice net par action découlant des activités poursuivies	0,70 \$	0,55 \$	2,31 \$	2,15 \$

Le bénéfice net et le résultat net de TransCanada pour le quatrième trimestre de 2007 se sont établis à 377 millions de dollars (0,70 \$ par action), comparativement à 269 millions de dollars (0,55 \$ par action) au quatrième trimestre de 2006, soit une hausse de 108 millions de dollars (0,15 \$ par action). Cette dernière reflète l'incidence des rajustements d'impôts favorables de 56 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 découlant de modifications à la législation fiscale canadienne, comparativement à un remboursement d'impôts sur les bénéfices et aux intérêts connexes de 12 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006. La hausse s'explique aussi par le résultat supplémentaire découlant de l'acquisition d'ANR en février 2007 et de la mise en exploitation de la centrale d'Edson en décembre 2006, l'incidence positive des règlements conclus pour Gas Transmission Northwest System et le réseau principal au Canada, le gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) réalisé à la vente de terrains ainsi que la baisse des frais d'exploitation du réseau de l'Alberta. Le repli des prix réalisés pour l'électricité en Alberta et le recul de l'apport de Bruce Power ont en partie annulé ces augmentations du résultat net du quatrième trimestre de 2007 comparativement à celui du quatrième trimestre de 2006. Le bénéfice net par action du quatrième trimestre de 2007 s'est accru de 0,15 \$ par action comparativement à celui du quatrième trimestre de 2006, bien que le nombre d'actions en circulation de la société ait augmenté à la suite des émissions d'actions de la société en 2007.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 s'est établi à 307 millions de dollars (0,57 \$ par action), alors qu'il avait été de 257 millions de dollars (0,53 \$ par action) pour la période correspondante de 2006. Il ne tient pas compte de l'incidence favorable des rajustements d'impôts de respectivement 56 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour les quatrièmes trimestres de 2007 et de 2006, dont il est question ci-dessus, ainsi que du gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains au quatrième trimestre de 2007.

Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est chiffré à 1 223 millions de dollars (2,31 \$ par action) contre 1 079 millions de dollars (2,21 \$ par action) pour l'exercice 2006. Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comprenait le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 28 millions de dollars (0,06 \$ par action). Ce dernier tenait compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de Mirant relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TransCanada s'est dessaisie en 2001.

Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est chiffré à 1 223 millions de dollars (2,31 \$ par action), alors qu'il avait été de 1 051 millions de dollars (2,15 \$ par action) pour la période correspondante de 2006. La hausse d'un exercice à l'autre provient principalement du résultat supplémentaire découlant de l'acquisition d'ANR et du résultat, pour le premier exercice complet en 2007, provenant des centrales de Bécancour et d'Edson, de l'incidence positive des règlements conclus pour Gas Transmission Northwest System et le réseau principal au Canada ainsi que du gain de 14 millions de dollars réalisé à la vente de terrains. Le recul de l'apport de Bruce Power a en partie annulé ces augmentations du résultat net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, comparativement à la même période en 2006. La hausse du résultat net tient compte également de rajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars en 2007 comparativement à des rajustements d'impôts favorables de 95 millions de dollars en 2006. En outre, le résultat net en 2006 comprenait un règlement de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) conclu dans le cadre de la faillite de Mirant et un gain de 13 millions de dollars après les impôts (23 millions de dollars avant les impôts) à la vente de la participation de commandité de TransCanada dans Northern Border Partners, L.P. Le résultat net par action de l'exercice 2007 s'est

accru de 0,16 \$ par action comparativement à 2006, bien que le nombre d'actions en circulation de la société ait augmenté à la suite des émissions d'actions qu'elle a réalisées en 2007.

Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est chiffré à 1 107 millions de dollars (2,09 \$ par action), alors qu'il avait été de 925 millions de dollars (1,90 \$ par action) pour la période correspondante de 2006. Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 ne tient pas compte des rajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars et du gain de 14 millions de dollars après les impôts découlant de la vente de terrains. Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 excluait les rajustements d'impôts favorables de 95 millions de dollars, le règlement de 18 millions de dollars conclu dans le cadre de la faillite de Mirant et le gain de 13 millions de dollars découlant de la vente de la participation de TransCanada dans Northern Border Partners, L.P.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent communiqué.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 741 millions de dollars et à 2 621 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007. Il s'agit d'une hausse de respectivement 81 millions de dollars et 243 millions de dollars comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2006.

Pipelines

Le résultat net et le résultat comparable de l'entreprise de pipelines se sont établis à 202 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007, soit 76 millions de dollars de plus que les 126 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2006.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le résultat net s'est chiffré à 686 millions de dollars, comparativement au chiffre de 560 millions de dollars inscrit pour la même période en 2006. À l'exclusion du règlement de 18 millions de dollars de Mirant au premier trimestre de 2006 et du gain de 13 millions de dollars à la vente de la participation de TransCanada dans Northern Border Partners, L.P. au deuxième trimestre de 2006, le résultat comparable s'est accru de 157 millions de dollars entre 2006 et 2007.

Aperçu des résultats – Pipelines

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	72	60	273	239
Réseau de l'Alberta	41	34	138	136
ANR ⁽¹⁾	35		104	
GTN	32	7	58	46
Foothills ⁽²⁾	6	6	26	27
	186	107	599	448
Autres pipelines				
Great Lakes ⁽³⁾	11	11	47	44
Iroquois	4	4	15	15
Portland	4	3	11	13
TC PipeLines, LP ⁽⁴⁾	4	1	18	4
Ventures LP	2	3	11	12
TQM	1	2	6	7
TransGas	5	3	15	11
Gas Pacifico/INNERGY	1	3	3	8
Tamazunchale ⁽⁵⁾	3	2	10	2
Mise en valeur des régions nordiques	(4)	(2)	(7)	(5)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(15)	(11)	(42)	(30)
	16	19	87	81
Résultat comparable	202	126	686	529
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	-	13
Résultat net	202	126	686	560

⁽¹⁾ ANR comprend les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.

⁽²⁾ Foothills reflète l'exploitation cumulée de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique. L'exploitation de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique est intégrée depuis le 1^{er} avril 2007.

⁽³⁾ Les résultats de Great Lakes tiennent compte de la participation de 53,55 % de TransCanada dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 et de la participation de 50 % avant cette date.

⁽⁴⁾ Les résultats de TC PipeLines, LP reflètent une participation réelle supplémentaire de TransCanada de 15 % dans Great Lakes en raison de la participation de 32,1 % que détient TransCanada dans TC PipeLines, LP depuis le 22 février 2007 ainsi qu'une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border et une participation supplémentaire de 49 % dans Tuscarora respectivement depuis le 6 avril 2006 et le 19 décembre 2006.

⁽⁵⁾ Tamazunchale comprend les résultats d'exploitation depuis le 1^{er} décembre 2006.

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le résultat net du réseau principal au Canada a progressé de 12 millions de dollars et de 34 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Ces hausses s'expliquent par l'incidence du règlement tarifaire quinquennal (le règlement) conclu pour le réseau principal au Canada pour la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011. Le règlement conclu avec les parties prenantes a été approuvé par l'ONÉ en mai 2007; il prévoit une majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui passe de 36 % à 40 %. Outre l'incidence positive de la majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires prévue par le règlement, le résultat net du réseau principal au Canada a augmenté en raison de certains accords incitatifs axés sur le rendement et de la compression des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. Ces hausses ont été contrées en partie par l'incidence négative du recul du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires autorisé à 8,46 % en 2007 (8,88 % en 2006) et de la base tarifaire moyenne.

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le quatrième trimestre de 2007, à 41 millions de dollars, est de 7 millions de dollars supérieur au chiffre de 34 millions de dollars inscrit pour le même trimestre en 2006. À 138 millions de dollars, le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 a progressé de 2 millions de dollars comparativement à celui de 2006. Ces accroissements provenaient surtout d'économies sur les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulées en partie par le recul de la base tarifaire et la réduction du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires autorisé réduit en 2007. Le résultat de 2007 tient compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,51 % comparativement au taux de rendement 8,93 % en 2006 en fonction dans les deux cas d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

Le résultat net d'ANR s'est établi à 35 millions de dollars et à 104 millions de dollars respectivement pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 et la période allant de la date d'acquisition au 31 décembre 2007, ce qui cadre avec les attentes de la société. TransCanada a réalisé l'acquisition d'ANR le 22 février 2007 et elle inclut son résultat net depuis cette date. Les produits d'ANR sont principalement tirés des services de transport interétatique, de stockage et de collecte de gaz naturel et des services connexes. Étant donné la nature saisonnière de l'entreprise, les volumes, les produits et le résultat net d'ANR sont généralement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, le résultat comparable de GTN a progressé respectivement de 25 millions de dollars et de 12 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes de 2006, principalement en raison de l'incidence favorable du règlement du dossier tarifaire reflétée dans les résultats du quatrième trimestre de 2007. GTN a constaté au quatrième trimestre de 2007 l'incidence sur l'exercice complet du règlement du dossier tarifaire au moment de l'approbation de la FERC en janvier 2008. Les résultats financiers de GTN pour 2007 tenaient compte des produits fondés sur les tarifs qui s'appliquaient au service de transport en 2006. L'effet favorable du règlement du dossier tarifaire sur le résultat net a été atténué en partie par l'incidence de la baisse des volumes garantis sous contrat à long terme et du fléchissement du dollar américain en 2007. De plus, l'accroissement du résultat comparable en 2007 a subi le contrecoup de la provision supérieure constituée au cours du même exercice pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels d'une filiale de Calpine Corporation qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite.

Données sur l'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		ANR ^{(3) (4)}	Réseau de Gas Transmission Northwest ⁽³⁾		Foothills ⁽⁵⁾	
	2007	2006	2007	2006	2007	2007	2006	2007	2006
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 292	7 459	4 224	4 287	s.o.	s.o.	s.o.	818	850
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	3 183	2 955	4 020	4 051	1 210	827	790	1 441	1 403
Moyenne quotidienne	8,7	8,1	11,0	11,1	3,8	2,3	2,2	3,9	3,8

(1) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 2 199 milliards de pieds cubes (2 224 milliards de pieds cubes en 2006), soit une moyenne quotidienne de 6,0 milliards de pieds cubes (6,1 milliards de pieds cubes en 2006).

(2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 4 047 milliards de pieds cubes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (4 160 milliards de pieds cubes en 2006); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,1 milliards de pieds cubes (11,4 milliards de pieds cubes en 2006).

(3) Les réseaux d'ANR et de Gas Transmission Northwest sont exploités conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la FERC. Par conséquent, les résultats des réseaux pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

(4) Les résultats d'ANR comprennent les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.

(5) Les résultats de Foothills reflètent les activités cumulées de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique. L'exploitation de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique est intégrée depuis le 1^{er} avril 2007.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres pipelines s'est chiffrée à 16 millions de dollars, comparativement à 19 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2006. L'augmentation du résultat de TC PipeLines, LP, découlant principalement de la hausse de la participation de commandité de TransCanada et de l'acquisition, par TC PipeLines, LP, d'une participation supplémentaires de 46,45 % dans Great Lakes, a été plus qu'annulée par l'incidence de l'accroissement des coûts d'aménagement de projets et des frais de soutien liés à l'expansion de l'entreprise de pipelines.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le résultat comparable des autres pipelines s'est chiffré à 87 millions de dollars, comparativement à 81 millions de dollars pour la même période en 2006. L'accroissement du résultat provient de la hausse du résultat de TC PipeLines LP, cette dernière découlant principalement de l'accroissement de la participation de commandité de TransCanada et de l'acquisition, par TC PipeLines, LP, de Great Lakes et de Northern Border respectivement en février 2007 et avril 2006. Le résultat s'est également accru grâce au résultat du pipeline Tamazunchale, qui est entré en exploitation commerciale en décembre 2006. Ces hausses ont été en partie annulées par l'augmentation des coûts d'aménagement de projets et des frais de soutien liés à la croissance de l'entreprise de pipelines et l'incidence du fléchissement du dollar américain.

Au 31 décembre 2007, TransCanada avait consenti des avances de 137 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (GVM). TransCanada et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à la réalisation du projet, en mettant l'accent sur le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal. Le calendrier de réalisation du projet est incertain et il dépend de questions réglementaires et fiscales. La capacité de TransCanada de recouvrer son placement dépend toujours de l'obtention de bons résultats pour le projet.

Énergie

Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 158 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007, soit 26 millions de dollars de plus que les 132 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2006. Exclusion faite des rajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars par suite des modifications à la législation fiscale canadienne et du gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) réalisé à la vente de terrains antérieurement détenus en vue d'aménagements énergétiques en Ontario, le résultat comparable, à 114 millions de dollars, a régressé de 18 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est chiffré à 514 millions de dollars, soit 62 millions de dollars de plus que les 452 millions de dollars obtenus pour la même période en 2006. Exclusion faite des rajustements d'impôts de 34 millions de dollars et de 23 millions de dollars respectivement en 2007 et en 2006 et du gain de 14 millions de dollars réalisé à la vente de terrains en 2007, le résultat comparable de l'entreprise d'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 a progressé de 37 millions de dollars pour atteindre 466 millions de dollars.

Aperçu des résultats – Énergie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power	43	59	167	235
Installations énergétiques de l'Ouest	58	109	308	297
Installations énergétiques de l'Est	66	55	255	187
Stockage de gaz naturel	57	30	146	93
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(45)	(44)	(158)	(144)
Bénéfice d'exploitation	179	209	718	668
Charges financières	(6)	(6)	(22)	(23)
Intérêts créditeurs et autres produits	2	-	10	5
Impôts sur les bénéfices	(61)	(71)	(240)	(221)
Résultat comparable	114	132	466	429
Gain à la vente de terrains	14	-	14	-
Rajustements d'impôts	30	-	34	23
Résultat net	158	132	514	452

Bruce Power

Aperçu des résultats de Bruce Power (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power (base de 100 %) (en millions de dollars)				
Produits				
Électricité	493	465	1 920	1 861
Autres ⁽¹⁾	28	28	113	71
	521	493	2 033	1 932
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien ⁽²⁾	(258)	(256)	(1 051)	(912)
Combustible	(28)	(28)	(104)	(96)
Loyer supplémentaire ⁽²⁾	(42)	(43)	(170)	(170)
Amortissement	(36)	(35)	(151)	(134)
	(364)	(362)	(1 476)	(1 312)
Bénéfice d'exploitation	157	131	557	620
Quote-part de TransCanada - Bruce A	(5)	42	24	91
Quote-part de TransCanada - Bruce B	53	16	161	137
Quote-part de TransCanada	48	58	185	228
Rajustements	(5)	1	(18)	7
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TransCanada	43	59	167	235
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible de la centrale				
Bruce A	68 %	97 %	78 %	81 %
Bruce B	93 %	85 %	89 %	91 %
Capacité cumulée de Bruce Power	86 %	89 %	86 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif				
Bruce A	46	-	121	81
Bruce B	13	43	93	65
Jours d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif				
Bruce A	6	2	17	37
Bruce B	3	10	32	31
Volumes des ventes (en GWh) ⁽³⁾				
Bruce A – 100 %	2 250	3 210	10 180	10 650
Quote-part de TransCanada	1 096	1 564	4 959	5 158
Bruce B – 100 %	6 670	6 030	25 290	25 820
Quote-part de TransCanada	2 108	1 905	7 992	8 159
Capacité cumulée de Bruce Power – 100 %	8 920	9 240	35 470	36 470
Quote-part de TransCanada	3 204	3 469	12 951	13 317
Résultats par MWh ⁽⁴⁾				
Produits de Bruce A	60 \$	59 \$	59 \$	58 \$
Produits de Bruce B	54 \$	46 \$	52 \$	48 \$
Produits cumulés de Bruce Power	56 \$	50 \$	55 \$	51 \$
Combustible cumulé de Bruce Power	3 \$	3 \$	3 \$	3 \$
Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power ⁽⁵⁾	40 \$	38 \$	41 \$	35 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	44 %	30 %	45 %	35 %

(1) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 10 millions de dollars et de 35 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 (11 millions de dollars et 30 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006). Comprend des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction de 11 millions de dollars et de 47 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 (néant pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006).

(2) Comprend les rajustements servant à éliminer l'incidence des opérations inter-sociétés entre Bruce A et Bruce B.

(3) En gigawatts-heure.

(4) En mégawatts-heure.

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

À 43 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation découlant de la participation de TransCanada dans Bruce Power a reculé de 16 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2006 et celui de 2007. Au quatrième trimestre de 2007, la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice d'exploitation de Bruce B s'est accrue de 37 millions de dollars pour passer à 53 millions de dollars grâce à l'incidence positive de la progression des prix réalisés et des volumes produits et de la compression des frais d'exploitation puisqu'il y a eu moins de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif comparativement au quatrième trimestre de 2006. La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice d'exploitation de Bruce A a pour sa part accusé un recul de 47 millions de dollars sur les 42 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2006, et ce, principalement en raison de la baisse des volumes produits et de l'accroissement des frais d'exploitation attribuables à la hausse marquée des jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif au quatrième trimestre de 2007 par rapport à la même période en 2006. Les coûts supérieurs des avantages sociaux postérieurs à l'emploi et l'amortissement inférieur du prix d'achat positif lié à l'échéance des conventions de vente d'électricité ont eux aussi contribué à réduire le bénéfice d'exploitation découlant de la participation cumulée de TransCanada dans Bruce Power au quatrième trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006.

La quote-part revenant à TransCanada de l'électricité produite par Bruce Power durant le quatrième trimestre de 2007 a diminué de 265 GWh pour totaliser 3 204 GWh, alors qu'elle avait été de 3 469 GWh au quatrième trimestre de 2006. Ce recul hausse s'explique par le plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif aux installations de Bruce A pendant le quatrième trimestre de 2007. Les prix de l'électricité réalisés par Bruce B pour ce même trimestre ont été de 54 \$ le MWh, comparativement au prix de 46 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2006, et ce, principalement en raison de la hausse des prix sur le marché au comptant en Ontario. Les prix de l'électricité réalisés par Bruce A ont été comparables à ceux de 2007 compte tenu du prix fixe contractuel. Les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible nets) de Bruce Power sont passées de 38 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2006 à 40 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2007, surtout en raison de la baisse de la production cumulée.

Le bénéfice d'exploitation découlant de la participation de TransCanada dans Bruce Power s'est établi à 167 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 contre 235 millions de dollars pour la même période en 2006. La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice d'exploitation de Bruce B s'est accrue de 24 millions de dollars pour passer à 161 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, surtout grâce à la hausse des prix réalisés, annulée en partie par l'accroissement des coûts d'exploitation liés aux jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif plus nombreux en 2007 qu'en 2006. La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice d'exploitation de Bruce A a régressé de 67 millions de dollars pour s'établir à 24 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, surtout en raison de la production réduite et des frais d'exploitation supérieurs liés à l'augmentation des jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif entre 2006 et 2007. Les coûts supérieurs des avantages sociaux postérieurs à l'emploi et l'amortissement inférieur du prix d'achat positif lié à l'échéance des conventions de vente d'électricité ont eux aussi contribué à réduire le bénéfice d'exploitation découlant de la participation cumulée de TransCanada dans Bruce Power pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 comparativement à 2006.

Dans son ensemble, la capacité disponible des centrales en 2008 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 du septième réacteur de Bruce B a débuté à la fin de janvier 2008 et il devrait s'achever en mars 2008. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du cinquième réacteur de Bruce B est prévu pour le début du mois de mai de

2008 et il devrait être terminé vers la fin du deuxième trimestre de 2008. Un arrêt d'exploitation d'un mois du quatrième réacteur de Bruce A devrait commencer vers la fin du mois de mars 2008, alors qu'un arrêt d'exploitation de deux mois du troisième réacteur de Bruce A devrait commencer vers la mi-septembre 2008.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant. Le résultat net des réacteurs de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), toute la production de Bruce A du quatrième trimestre de 2007 a été vendue au prix fixe de 59,69 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 58,63 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2006. Les ventes de la production des réacteurs 5 à 8 de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 46,82 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2007 et de 45,99 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2006. Les prix de référence de Bruce A et de Bruce B sont rajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation. Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher pour Bruce B font 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 de ce mécanisme. 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 10 200 GWh de sa production de 2008.

Au 31 décembre 2007, Bruce A avait engagé des coûts en capital de 1,9 milliard de dollars dans le cadre du projet révisé de redémarrage et de remise à neuf des premier et deuxième réacteurs et des coûts supplémentaires de 0,2 milliard de dollars pour les troisième et quatrième réacteurs.

Installations énergétiques de l'Ouest

Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Électricité	245	378	1 045	1 185
Autres ⁽¹⁾	18	35	89	169
	263	413	1 134	1 354
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(154)	(233)	(608)	(767)
Autres ⁽²⁾	(12)	(32)	(65)	(135)
	(166)	(265)	(673)	(902)
Coûts d'exploitation des centrales et autres				
coûts	(35)	(35)	(135)	(135)
Amortissement	(4)	(4)	(18)	(20)
	(39)	(39)	(153)	(155)
Bénéfice d'exploitation	58	109	308	297

⁽¹⁾ Les autres produits comprennent Cancarb Thermax et le de gaz naturel vendu.

⁽²⁾ Les autres achats de produits de base revendus comprennent le coût du gaz naturel vendu.

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Offre				
Électricité produite	471	637	2 154	2 259
Électricité achetée				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	3 209	3 192	12 199	12 712
Autres achats	206	445	1 433	1 905
	3 886	4 274	15 786	16 876
Ventes				
Électricité vendue à contrat	2 644	3 514	11 998	12 750
Électricité vendue au comptant	1 242	760	3 788	4 126
	3 886	4 274	15 786	16 876

Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 58 millions de dollars, soit 51 millions de dollars de moins que les 109 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2006. Cette baisse provient surtout de la diminution des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble et du recul des coûts thermiques pour la production supérieure d'électricité non visée par des contrats de vente, facteurs atténués en partie par la baisse des marges sur les conventions d'achat d'électricité (CAE). Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta se sont repliés de 47 %, ou 55 \$ le MWh, entre le quatrième trimestre de 2006 et celui de 2007. En outre, la baisse des prix de l'électricité a été le catalyseur de la régression d'environ 43 % des coûts thermiques sur le marché, annulée en partie par la diminution de 11 %, ou 0,73 \$ par gigajoule (GJ) des prix moyens du gaz naturel sur le marché au comptant en Alberta au quatrième trimestre de 2007 comparativement au trimestre correspondant de 2006. Les coûts thermiques sur le marché sont calculés en divisant le prix moyen de l'électricité par MWh par le prix moyen du gaz naturel par GJ sur une période donnée.

Les produits des installations énergétiques de l'Ouest du quatrième trimestre de 2007 ont été inférieurs à ceux du quatrième trimestre de 2006, principalement du fait des prix réalisés moins élevés pour l'électricité dans leur ensemble. Cette baisse s'explique également par le recul des volumes produits découlant de la distribution réduite des actifs de cogénération en Alberta durant une conjoncture économique défavorable et des arrêts d'exploitation à des fins d'entretien préventif aux centrales de MacKay River et de Cancarb. Les achats de produits de base revendus ont accusé un recul pendant le quatrième trimestre de 2007 comparativement à la période correspondante de 2006, surtout à cause de la baisse des coûts liés aux CAE et de l'échéance de certains contrats de vente au détail.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction des portefeuilles. Une partie de leur électricité est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnements ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de leur capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion des portefeuilles permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts advenant qu'elles soient obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 32 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 18 % pour la période correspondante de 2006. 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 2007, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 9 200 GWh d'électricité en 2008.

Entre l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et celui terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 11 millions de dollars pour atteindre 308 millions de dollars. Cette hausse provient surtout du repli des coûts liés aux CAE, atténuée par la légère baisse des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble. Les installations énergétiques de l'Ouest ont pour stratégie de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant en passant des contrats pour la majeure partie de ses volumes.

Installations énergétiques de l'Est

Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Est⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Électricité	346	262	1 481	789
Autres ⁽²⁾	53	68	239	292
	399	330	1 720	1 081
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(169)	(95)	(755)	(379)
Autres ⁽²⁾	(45)	(61)	(208)	(257)
	(214)	(156)	(963)	(636)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(107)	(108)	(454)	(226)
Amortissement	(12)	(11)	(48)	(32)
Bénéfice d'exploitation	66	55	255	187

⁽¹⁾ Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour, Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau depuis respectivement le 17 septembre 2006, le 21 novembre 2006 et le 10 novembre 2007.

⁽²⁾ Les autres produits comprennent le coût du gaz naturel vendu.

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Est⁽¹⁾

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Offre				
Production	2 129	2 007	8 095	4 700
Achats	1 811	760	6 986	3 091
	3 940	2 767	15 081	7 791
Ventes				
Électricité vendue à contrat	3 798	2 659	14 505	7 374
Électricité vendue au comptant	142	108	576	417
	3 940	2 767	15 081	7 791

⁽¹⁾ Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour, Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau depuis respectivement le 17 septembre 2006, le 21 novembre 2006 et le 10 novembre 2007.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un bénéfice d'exploitation de 66 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, soit une hausse de 11 millions de dollars comparativement à la même période en 2006. Cette hausse provient avant tout des paiements reçus aux termes du marché de capacité à terme nouvellement conçu en Nouvelle-Angleterre et des produits accrus découlant de la hausse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels. Ces incidences positives sur les résultats ont été partiellement neutralisées par la baisse de production des installations de TC Hydro, qui avaient profité de débits supérieurs à la normale au quatrième trimestre de 2006.

À 2 129 GWh, les volumes produits au quatrième trimestre de 2007 affichent une progression de 122 GWh comparativement aux 2 007 GWh produits au quatrième trimestre de 2006 en raison de la hausse de la production des actifs productifs d'Ocean State Power, annulée en partie par la baisse de la production des actifs de TC Hydro, qui avaient bénéficié de débits supérieurs à la normale en 2006.

À 346 millions de dollars, les produits tirés des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est ont augmenté de 84 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006. Cet accroissement s'explique essentiellement par la hausse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels et par les produits supplémentaires reçus aux termes du marché de capacité à terme entré en exploitation en Nouvelle-Angleterre en décembre 2006. Les achats de produits de base revendus, à 169 millions de dollars et les volumes d'électricité achetés, à 1 811 GWh ont affiché une forte hausse au quatrième trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006, principalement du fait des achats supérieurs pour répondre à l'augmentation des volumes des ventes à des clients du secteur de gros et des secteurs commercial et industriel. 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 107 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007, montant comparable à celui du trimestre correspondant de 2006.

Pour le quatrième trimestre de 2007, environ 4 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, pourcentage comparable à celui de la même période en 2006. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majeure partie de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients du secteur de gros et des secteurs 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 2007, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 8 200 GWh d'électricité pour 2008. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un bénéfice d'exploitation de 255 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre de 2007, soit 68 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour l'exercice 2006. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire généré en 2007 par l'exploitation sur un exercice complet de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour, des paiements reçus conformément au marché de capacité à terme passé en Nouvelle-Angleterre ainsi que de la mise en exploitation des parcs éoliens d'Anse-à-Valleau et de Baie-des-Sables dans le cadre du projet de Cartier énergie respectivement en novembre 2007 et en 2006. La production réduite des installations de TC Hydro en raison des débits inférieurs a annulé en partie ces incidences positives.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ⁽¹⁾

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
(non vérifié)	2007	2006	2007	2006
Bruce Power	86 %	89 %	86 %	88 %
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	79 %	92 %	90 %	88 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	93 %	89 %	96 %	95 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	89 %	90 %	93 %	93 %
Toutes les centrales	89 %	90 %	91 %	91 %

⁽¹⁾ La capacité disponible d'une centrale représente le pourcentage du temps, dans 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⁾ La capacité disponible des installations énergétiques de l'Ouest a été réduite au quatrième trimestre de 2007, comparativement au quatrième trimestre de 2006, en raison d'arrêts d'exploitation pour entretien correctif aux centrales de MacKay River et de Cancarb.

⁽³⁾ Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour, Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau depuis respectivement le 17 septembre 2006, le 21 novembre 2006 et le 10 novembre 2007.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est accru de 27 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2006 et celui de 2007 pour passer de 30 millions de dollars à 57 millions de dollars. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel a atteint 146 millions de dollars, soit une hausse de 53 millions de dollars comparativement aux 93 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2006. Ces augmentations s'expliquent surtout par le bénéfice tiré de l'exploitation de la centrale d'Edson pour un exercice complet. Le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2007 comprenait un gain net non réalisé de 15 millions de dollars sur les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif, des contrats d'achat à terme et des contrats de vente à terme. Le bénéfice d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 comprenait un gain net non réalisé de 10 millions de dollars sur les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif, des contrats d'achat à terme et des contrats de vente à terme.

TransCanada gère son exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'achats et de ventes de stocks de gaz naturel exclusifs. Le résultat découlant des contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers est constaté de façon uniforme sur la durée du contrat. Le résultat découlant des ventes de gaz naturel en exclusivité, déduction faite des gains ou des pertes attribuables aux variations de la juste valeur, est constaté au moment où le gaz naturel est vendu, ce qui a habituellement lieu pendant l'hiver, saison de retrait.

Frais généraux et frais d'administration et de soutien

À 45 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2007, les frais généraux et les frais d'administration et de soutien étaient comparables à ceux de la même période en 2006.

Broadwater

Au 31 décembre 2007, TransCanada avait capitalisé 40 millions de dollars relativement au projet de gaz naturel liquéfié de Broadwater.

Siège social

Le résultat net du secteur siège social pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 s'est élevé à 17 millions de dollars, alors qu'il avait été de 11 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Cette hausse provient principalement des rajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars découlant de modifications à la législation fiscale canadienne en ce qui a trait aux taux d'imposition des sociétés au quatrième trimestre de 2007, comparativement à des remboursements d'impôts sur les bénéfices et les intérêts connexes de 12 millions de dollars pour la même période en 2006. De plus, les gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et l'incidence des différences favorables dans les taux d'imposition ont été plus que neutralisés par la progression des charges financières, principalement en raison du financement des acquisitions d'ANR et de Great Lakes. Les charges comparables du secteur du siège social se sont élevées respectivement à 9 millions de dollars et à 1 million de dollars au quatrième trimestre de 2007 et de 2006. Ces montants ne tiennent pas compte des rajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars et de 12 millions de dollars.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, le résultat net du secteur siège social s'est élevé respectivement à 23 millions de dollars et à 39 millions de dollars. Le résultat net du secteur siège social a diminué pour les raisons susmentionnées ainsi qu'à la suite de nouvelles cotisations et de rajustements de l'impôt sur les bénéfices de respectivement 68 millions de dollars et 72 millions de dollars pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006. Les charges comparables du secteur du siège social se sont élevées respectivement à 45 millions de dollars et à 33 millions de dollars pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006. Ces montants ne tiennent pas compte des nouvelles cotisations et des rajustements d'impôts favorables de 68 millions de dollars et de 72 millions de dollars.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Réseau de l'Alberta

Le 1^{er} janvier 2008, l'EU a été restructuré pour devenir l'Alberta Utilities Commission (AUC) et l'Energy Resources Conservation Board. L'AUC assurera la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations du réseau de l'Alberta ainsi que les modalités des services du réseau de l'Alberta, y compris les tarifs.

En décembre 2007, TransCanada a obtenu l'approbation de reporter du quatrième trimestre de 2007 au premier trimestre de 2008 le délai de présentation de sa demande tarifaire générale de 2008. Ce prolongement a été accordé dans le contexte des négociations qui se poursuivent en vue de la conclusion, avec les parties prenantes, d'un règlement au sujet des besoins en produits du réseau de

l'Alberta. Il est prévu que d'ici la fin du premier trimestre de 2008 une demande tarifaire générale ou un règlement, ou encore un amalgame des deux, sera déposé auprès de l'AUC. D'ici à ce que les tarifs définitifs soient déterminés, le réseau de l'Alberta appliquera des tarifs provisoires en 2008.

Le 30 novembre 2007, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires du réseau de l'Alberta calculé selon la formule générale a été établi à 8,75 % pour 2008, ce qui représente une augmentation par rapport au taux de 8,51 % en vigueur en 2007.

Réseau principal au Canada

En décembre 2007, l'ONÉ a approuvé les tarifs provisoires pour le service de transport que TransCanada se propose d'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2008. Au début du deuxième trimestre de 2008, TransCanada prévoit déposer auprès de l'ONÉ une demande d'approbation des tarifs définitifs pour 2008.

Le 29 novembre 2007, l'ONÉ a annoncé que le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires du réseau principal au Canada serait de 8,71 % pour 2008, en hausse comparativement au taux de 8,46 % en vigueur en 2007.

Keystone

Le 23 novembre 2007, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande visant les installations de pompes supplémentaires requises dans le cadre de l'accroissement de la capacité nominale du projet d'oléoduc Keystone, qui passera d'environ 435 000 barils par jour à 590 000 barils par jour.

TC PipeLines, LP

En décembre 2007, TC PipeLines, LP a acheté à Sierra Pacific Resources une participation de 1 % dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora) au prix d'environ 2 millions de dollars. Dans le cadre d'une opération distincte, TC PipeLines, LP a également acheté une participation de 1 % dans Tuscarora au prix d'environ 2 millions de dollars. Par suite de ces opérations, TC PipeLines, LP possède 100 % de Tuscarora.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits	2 189	2 091	8 828	7 520
Charges d'exploitation				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	798	715	3 030	2 411
Achats de produits de base revendus	412	483	1 959	1 707
Amortissement	291	272	1 179	1 059
	1 501	1 470	6 168	5 177
	688	621	2 660	2 343
Autres charges (produits)				
Charges financières	195	213	943	825
Charges financières des coentreprises	18	25	75	92
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(4)	(5)	(17)	(33)
Intérêts créditeurs et autres produits	(24)	(27)	(135)	(123)
Gain à la vente d'actifs	(16)	—	(16)	(23)
	169	206	850	738
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	519	415	1 810	1 605
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	85	23	432	301
Futurs	28	104	58	175
	113	127	490	476
Participations sans contrôle				
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	5	5	22	22
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	21	11	65	43
Autres	3	3	10	13
	29	19	97	78
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	377	269	1 223	1 051
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	—	—	—	28
Bénéfice net	377	269	1 223	1 079
Bénéfice net par action				
De base				
Activités poursuivies	0,70 \$	0,55 \$	2,31 \$	2,15 \$
Activités abandonnées	—	—	—	0,06
	0,70 \$	0,55 \$	2,31 \$	2,21 \$
Dilué				
Activités poursuivies	0,70 \$	0,54 \$	2,30 \$	2,14 \$
Activités abandonnées	—	—	—	0,06
	0,70 \$	0,54 \$	2,30 \$	2,20 \$
Nombre moyen d'actions en circulation – De base (en millions)	539	489	530	488
Nombre moyen d'actions en circulation – Dilué (en millions)	542	491	532	491

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	377	269	1 223	1 079
Amortissement	291	272	1 179	1 059
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation inférieure (supérieure) aux distributions reçues	5	(1)	(1)	(9)
Impôts futurs	28	104	58	175
Participations sans contrôle	29	19	97	78
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges	25	(14)	43	(31)
Gain à la vente d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	(14)	—	(14)	(11)
Autres	-	11	36	38
	741	660	2 621	2 378
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(46)	(167)	215	(303)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	695	493	2 836	2 075
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(595)	(570)	(1 651)	(1 572)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(1)	(112)	(4 223)	(470)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	35	—	35	23
Montants reportés et autres	(94)	(34)	(368)	(97)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(655)	(716)	(6 207)	(2 116)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires	(129)	(156)	(546)	(617)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(20)	(25)	(88)	(72)
Billets à payer remboursés, montant net	(600)	(46)	(46)	(495)
Dette à long terme émise	1 175	857	2 631	2 107
Remboursement sur la dette à long terme	(229)	(377)	(1 088)	(729)
Dette à long terme émise par des coentreprises	20	18	142	56
Remboursement sur la dette à long terme des coentreprises	(18)	(22)	(157)	(70)
Billets subordonnés de rang inférieur émis	—	—	1 107	—
Titres privilégiés rachetés	—	—	(488)	—
Actions ordinaires émises	14	14	1 711	39
Parts de société en nom collectif émises par une filiale	—	—	348	—
Rentrées nettes liées aux activités de financement	213	263	3 526	219
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(4)	17	(50)	9
Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	249	57	105	187
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	255	342	399	212
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	504	399	504	399

Bilans consolidés(non vérifié)
(en millions de dollars)**31 décembre
2007****31 décembre
2006****ACTIF****Actif à court terme**

Encaisse et placements à court terme

504 399

Débiteurs

1 116 1 004

Stocks

497 392

Autres

188 297**2 305** 2 092**Placements à long terme****63** 71**Immobilisations corporelles****23 452** 21 487**Écart d'acquisition****2 633** 281**Autres actifs****1 877** 1 978**30 330** 25 909**PASSIF ET CAPITAUX PROPRES****Passif à court terme**

Billets à payer

421 467

Créditeurs

1 767 1 500

Intérêts courus

261 264

Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme

556 616

Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme des coentreprises

30 142**3 035** 2 989**Montants reportés****1 107** 1 029**Impôts futurs****1 179** 876**Dette à long terme****12 377** 10 887**Dette à long terme des coentreprises****873** 1 136**Billets subordonnés de rang inférieur****975** -**Titres privilégiés****-** 536**19 546** 17 453**Participations sans contrôle**

Actions privilégiées d'une filiale

389 389

Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP

539 287

Autres

71 79**999** 755**Capitaux propres**

Actions ordinaires

6 662 4 794

Surplus d'apport

276 273

Bénéfices non répartis

3 220 2 724

Cumul des autres éléments du résultat étendu

(373) (90)**2 847** 2 634**9 785** 7 701**30 330** 25 909

États consolidés du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	377	269	1 223	1 079
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(8)	36	(350)	6
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	2	(31)	79	(6)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	38	—	42	—
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	6	—	42	—
Autres éléments du résultat étendu de la période	38	5	(187)	—
Résultat étendu de la période	415	274	1 036	1 079

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 6 millions de dollars et de 101 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 (recouvrement de 19 millions de dollars et charge fiscale de 3 millions de dollars pour les périodes respectives en 2006).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 1 million de dollars et de 41 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 (recouvrement de respectivement 16 millions de dollars et 3 millions de dollars en 2006).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 24 millions de dollars et de 27 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007.

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 4 millions de dollars et de 23 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007.

États consolidés des capitaux propres

Exercices terminés les 31 décembre
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	2007	2006
Actions ordinaires		
Solde au début de l'exercice	4 794	4 755
Produit de l'émission d'actions dans le cadre d'un appel public à l'épargne ⁽¹⁾	1 683	—
Produit de l'émission d'actions dans le cadre du régime de réinvestissement des dividendes	157	—
Produit de l'émission d'actions à la levée d'options sur actions	28	39
Solde à la fin de l'exercice	<u>6 662</u>	<u>4 794</u>
Surplus d'apport		
Solde au début de l'exercice	273	272
Émission d'options sur actions	3	1
Solde à la fin de l'exercice	<u>276</u>	<u>273</u>
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	2 724	2 269
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	4	—
Bénéfice net	1 223	1 079
Dividendes sur les actions ordinaires	(731)	(624)
Solde à la fin de l'exercice	<u>3 220</u>	<u>2 724</u>
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de l'exercice	(90)	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	(96)	—
Autres éléments du résultat étendu	(187)	—
Solde à la fin de l'exercice	<u>(373)</u>	<u>(90)</u>
Total des capitaux propres	<u>9 785</u>	<u>7 701</u>

⁽¹⁾ Déduction faite des commissions de placement et des impôts futurs.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Rajustement de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2005	(90)	—	(90)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	6	—	6
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(6)	—	(6)
Solde au 31 décembre 2006	(90)	—	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers ⁽³⁾	—	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(350)	—	(350)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	79	—	79
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽⁴⁾	—	42	42
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ^{(5) (6)}	—	42	42
Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 101 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (charge fiscale de 3 millions de dollars en 2006).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 41 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2006).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 44 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 27 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

⁽⁵⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 23 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

⁽⁶⁾ Au cours des 12 prochains mois, la société ne prévoit pas reclasser dans le bénéfice net un montant important au titre des gains et des pertes sur les flux de trésorerie déclarés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Informations sectorielles

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
Trimestres terminés les 31 décembre (non vérifié – en millions de dollars)	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits	1 212	1 034	977	1057	–	–	2 189	2 091
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(448)	(386)	(348)	(329)	(2)	–	(798)	(715)
Achats de produits de base revendus	(1)	–	(411)	(483)	–	–	(412)	(483)
Amortissement	(252)	(235)	(39)	(36)	–	(1)	(291)	(272)
	511	413	179	209	(2)	(1)	688	621
Charges financières et participations sans contrôle	(165)	(194)	–	–	(59)	(38)	(224)	(232)
Charges financières des coentreprises	(12)	(19)	(6)	(6)	–	–	(18)	(25)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	5	–	–	–	–	4	5
Intérêts créditeurs et autres produits	3	8	2	–	19	19	24	27
Gain à la vente d'actifs	–	–	16	–	–	–	16	–
Impôts sur les bénéfices	(139)	(87)	(33)	(71)	59	31	(113)	(127)
Bénéfice découlant des activités poursuivies	202	126	158	132	17	11	377	269
Bénéfice découlant des activités abandonnées							–	–
Bénéfice net							377	269

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
Exercices terminés les 31 décembre (non vérifié – en millions de dollars)	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits	4 712	3 990	4 116	3 530	–	–	8 828	7 520
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 670)	(1 380)	(1 353)	(1 024)	(7)	(7)	(3 030)	(2 411)
Achats de produits de base revendus	(72)	–	(1 887)	(1 707)	–	–	(1 959)	(1 707)
Amortissement	(1 021)	(927)	(158)	(131)	–	(1)	(1 179)	(1 059)
	1 949	1 683	718	668	(7)	(8)	2 660	2 343
Charges financières et participations sans contrôle	(793)	(767)	1	–	(248)	(136)	(1 040)	(903)
Charges financières des coentreprises	(52)	(69)	(23)	(23)	–	–	(75)	(92)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	17	33	–	–	–	–	17	33
Intérêts créditeurs et autres produits	35	67	10	5	90	51	135	123
Gain à la vente d'actifs	–	23	16	–	–	–	16	23
Impôts sur les bénéfices	(470)	(410)	(208)	(198)	188	132	(490)	(476)
Bénéfice découlant des activités poursuivies	686	560	514	452	23	39	1 223	1 051
Bénéfice découlant des activités abandonnées							–	28
Bénéfice net							1 223	1 079

Téléconférence – présentation audio et diaporama

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 2007 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 1-866-225-6564 ou le 416-641-6136 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La conférence et le diaporama seront également transmis en direct sur le site Web de TransCanada à www.transcanada.com.

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

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit, heure de l'Est, le 5 février 2008; il suffira de composer le 1-800-408-3053 ou le 416-695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3248038#. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web à www.transcanada.com.

Au sujet de TransCanada

Forte d'une expérience de plus de 50 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des centrales électriques, des installations de stockage de gaz et des projets liés à des oléoducs et à des installations de GNL. Le réseau de pipelines détenus en propriété exclusive de TransCanada s'étend sur plus de 59 000 kilomètres (36 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage d'environ 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/Terry Hook au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Cecily Dobson/Shela Shapiro au 1-800-608-7859 ou 403-920-7859.

Site Internet de TransCanada : www.transcanada.com