

TransCanada Corporation

Renseignements aux médias : Hejdi Feick/Kurt Kadatz (403) 920-7859
(800) 608-7859
Renseignements aux analystes : David Moneta (403) 920-7911

Communiqué

**TransCanada déclare un bénéfice net
de 1,032 milliard de dollars en 2004
Le conseil majore le dividende trimestriel de 5,2 %**

CALGARY, Alberta – Le 1^{er} février 2005 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2004
(Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Le conseil d'administration de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) a annoncé aujourd'hui un dividende trimestriel de 0,305 \$ par action ordinaire pour le trimestre se terminant le 31 mars 2005, soit une hausse de 5,2 % comparativement au dividende de 0,29 \$ versé pour chacun des quatre trimestres précédents. Le dividende est payable le 29 avril 2005 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mars 2005. Il s'agit de la cinquième majoration annuelle consécutive du dividende sur les actions ordinaires.
- Le bénéfice net de TransCanada pour le quatrième trimestre de 2004 s'est établi à 185 millions de dollars (0,38 \$ par action), comparativement à 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) au quatrième trimestre de 2003.
- Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, le bénéfice net de TransCanada a été de 1 032 millions de dollars (2,13 \$ par action), y compris le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars (0,11 \$ par action). Ce chiffre se compare à celui de 851 millions de dollars (1,76 \$ par action) en 2003, y compris le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action).
- Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 467 millions de dollars au quatrième trimestre de 2004, soit 64 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit au quatrième trimestre de 2003. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, les fonds provenant des activités poursuivies ont été de 1 674 millions de dollars, en régression de 136 millions de dollars comparativement au chiffre inscrit pour la même période en 2003.

Le président et chef de la direction de TransCanada, M. Hal Kvisle, a formulé les commentaires suivants : « Le rendement de TransCanada s'est maintenu tout au long de l'exercice. Nous avons affiché de solides résultats opérationnels et financiers, et, y compris la dette prise en charge, nous avons investi environ 2,6 milliards de dollars dans nos entreprises essentielles, soit le transport de gaz et la production d'électricité.

« TransCanada a affiché un solide rendement général en 2004 malgré les incidences négatives des décisions décevantes rendues par l'Alberta Energy and Utilities Board quant au réseau de l'Alberta et de la décision d'arbitrage défavorable au sujet des coûts des approvisionnements gaziers d'Ocean State Power. Nous continuerons de nous pencher sur ces questions en 2005.

« Par ailleurs, nous poursuivrons la mise en œuvre de nos stratégies fondamentales, soit d'accroître la portée de nos activités en Amérique du Nord. Cette constance, alliée à notre solide bilan ainsi qu'au savoir-faire et au dévouement du personnel, permettra à la société d'être bien placée pour continuer à saisir les occasions de procurer une valeur à long terme appréciable à nos actionnaires, a affirmé M. Kvisle. Les annonces faites durant le quatrième trimestre illustrent parfaitement les projets que nous entreprenons pour raffermir notre rendement financier et créer de la valeur à long terme. »

Au cours du quatrième trimestre de 2004, TransCanada a annoncé les projets suivants :

- Ratification de l'achat du réseau de 2 174 kilomètres de Gas Transmission Northwest et du réseau de 128 kilomètres de North Baja (collectivement GTN) au prix de 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US.
- Annonce de l'achat prévu, auprès de USGen New England (USGen), d'actifs hydroélectriques d'une capacité de production totale de 567 mégawatts (MW) au prix de 505 millions de dollars US. L'acquisition est assujettie aux approbations réglementaires et à la vente en cours à Vermont Hydroelectric Power Authority (Vermont Hydroelectric) de la centrale hydroélectrique de Bellows Falls d'une puissance de 49 MW. Si Vermont Hydroelectric, qui a déjà exercé son option d'achat, achetait Bellows Falls, le prix d'achat payé par TransCanada serait réduit de 72 millions de dollars US.
- Achèvement de la construction de la centrale de cogénération de Grandview, au Nouveau-Brunswick. Cette centrale alimentée au gaz a une capacité de production de 90 MW. Le projet a été réalisé dans le respect du calendrier et du budget.
- Annonce de l'octroi à Cartier Wind Energy Inc. (Cartier Wind), par Hydro-Québec Distribution, de six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW. Ces projets devraient être mis en service entre 2006 et 2012. En janvier 2005, TransCanada et son associé, Innergex II Inc., ont acquis la participation de 20 % antérieurement détenue par RES Canada, ce qui porte la participation de TransCanada à 62 % et celle d'Innergex II à 38 %.
- Annonce de plans d'aménagement d'une installation marine de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL) dans les eaux de l'État de New York, dans le détroit de Long Island, en collaboration avec Shell US Gas & Power LLC (Shell). La construction de l'installation doit être approuvée par les gouvernements fédéral et étatique.
- Annonce en janvier 2005 de l'aménagement d'une installation de stockage du gaz naturel de 200 millions de dollars près d'Edson, en Alberta. L'installation de 50 milliards de pieds cubes sera reliée au réseau de l'Alberta de TransCanada. La société a de plus obtenu auprès d'un tiers une capacité de stockage de 40 milliards de pieds cubes de gaz en Alberta.

Le communiqué des résultats du quatrième trimestre de TransCanada, y compris l'information financière non vérifiée, remplace le rapport aux actionnaires du quatrième trimestre déposé par la société au cours d'exercices antérieurs. TransCanada prévoit diffuser son rapport annuel 2004 vers la mi-mars.

Résultats d'exploitation

Résultats d'exploitation (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003
Produits	1 394	1 319	5 107	5 357
Bénéfice net				
Activités poursuivies	185	193	980	801
Activités abandonnées	-	-	52	50
	185	193	1 032	851
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,38 \$	0,40 \$	2,02 \$	1,66 \$
Activités abandonnées	-	-	0,11	0,10
	0,38 \$	0,40 \$	2,13 \$	1,76 \$
Flux de trésorerie				
Fonds provenant des activités poursuivies	467	403	1 674	1 810
Dépenses en immobilisations	185	127	476	391
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	1 453	23	1 516	570
Dividende déclaré par action	0,29 \$	0,27 \$	1,16 \$	1,08 \$
Actions ordinaires en circulation				
Moyenne de la période	484,7	482,8	484,1	481,5
Fin de la période	484,9	483,2	484,9	483,2

Résultats consolidés

Aperçu des résultats par secteur (en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003
Transport de gaz	157	160	586	622
Électricité	31	44	396	220
Siège social	(3)	(11)	(2)	(41)
Activités poursuivies	185	193	980	801
Activités abandonnées	-	-	52	50
Bénéfice net	185	193	1 032	851

Au quatrième trimestre de 2004, le bénéfice net et le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) de TransCanada se sont chiffrés à 185 millions de dollars (0,38 \$ par action), comparativement à 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) pour la même période en

2003. Cette baisse s'explique surtout par le recul du résultat net des entreprises d'électricité et de transport de gaz, en partie annulé par la réduction des charges nettes du secteur Siège social.

Au quatrième trimestre de 2004, le résultat net de l'entreprise d'électricité a régressé de 13 millions de dollars comparativement à celui du trimestre correspondant de 2003, et ce, principalement en raison du recul du résultat des établissements de l'Ouest et des établissements de l'Est. Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a baissé de 3 millions de dollars au quatrième trimestre de 2004 comparativement à celui de la même période en 2003, et ce, principalement en raison de la diminution du résultat net du réseau de l'Alberta compte tenu des incidences des décisions rendues par l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta en 2004 sur la première phase de la demande tarifaire générale et sur les coûts en capital généraux pour 2004. De plus, le repli du résultat net du réseau principal au Canada est principalement attribuable à la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne. Ces baisses ont été annulées en partie par le résultat net de 14 millions de dollars affiché par GTN, société acquise par TransCanada le 1^{er} novembre 2004. La baisse des charges nettes du secteur Siège social découle surtout de l'incidence positive de divers rajustements d'impôts et du change.

Le bénéfice net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'est chiffré à 1 032 millions de dollars (2,13 \$ par action), compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars (0,11 \$ par action), comparativement à 851 millions de dollars (1,76 \$ par action) pour la période correspondante de 2003, compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action).

Le résultat net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'est établi à 980 millions de dollars (2,02 \$ par action), comparativement à 801 millions de dollars (1,66 \$ par action) en 2003. L'accroissement de 179 millions de dollars (0,36 \$ par action) en 2004 s'explique principalement par la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'électricité. Par ailleurs, le recul des charges nettes du secteur Siège social annule en partie la régression du résultat net de l'entreprise de transport de gaz.

La progression du résultat de l'entreprise d'électricité provient en grande partie du gain de 15 millions de dollars après impôts (25 millions de dollars avant impôts) (0,03 \$ par action) réalisé au deuxième trimestre de 2004 à la vente, à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que de la constatation de gains de dilution et autres gains totalisant 172 millions de dollars (0,36 \$ par action) découlant de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et de la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter, en 2017, les parts non détenues par TransCanada. TransCanada était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence.

Compte non tenu des gains cumulés de 187 millions de dollars susmentionnés inclus dans le résultat net relativement à S.E.C. Électricité et de la constatation, au deuxième trimestre de 2003, d'un règlement de 19 millions de dollars après impôts conclu avec une ancienne contrepartie, le résultat net de l'entreprise d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 est de 8 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit en 2003. La hausse du résultat net découlant de la participation de TransCanada dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) a été partiellement effacée par la baisse des contributions des établissements de l'Est ainsi que par l'incidence de la participation réduite de TransCanada dans S.E.C. Électricité.

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a fléchi de 36 millions de dollars entre les exercices terminés les 31 décembre 2003 et 2004, en raison principalement du recul du résultat du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada; ce repli a été en partie annulé par le résultat de GTN, les résultats supérieurs des placements dans d'autres entreprises de transport de gaz et le gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de la participation de la société dans le projet de gazoduc Millennium (Millennium) au deuxième trimestre de 2004. Le résultat net de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars au titre des économies d'impôts futurs constaté par TransGas de Occidente S.A. (TransGas).

La baisse de 39 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'explique principalement par des postes afférents aux impôts sur les bénéfices en 2004 et par l'annulation, durant le troisième trimestre de 2004, de provisions pour restructuration constituées préalablement. Ces variations positives ont été en partie effacées par la hausse des intérêts débiteurs par suite de l'émission de nouveaux titres de créance vers la fin de 2003 et en 2004.

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 467 millions de dollars au quatrième trimestre de 2004, soit 64 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit au quatrième trimestre de 2003. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, les fonds provenant des activités poursuivies ont régressé de 136 millions de dollars comparativement à ceux de la même période en 2003 pour s'établir à 1 674 millions de dollars. Cette baisse découle principalement de la charge d'impôts exigibles supérieure en 2004 comparativement à celle de 2003.

Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 157 millions de dollars et à 586 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2004, respectivement, alors qu'il avait été de 160 millions de dollars et de 622 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2003.

Aperçu des résultats – Transport de gaz

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004	2003	2004	2003
	(non vérifié)		(non vérifié)	
Gazoducs détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	71	75	272	290
Réseau de l'Alberta	40	54	150	190
GTN ¹⁾	14		14	
Réseau de Foothills ²⁾	5	6	22	20
Réseau de la Colombie-Britannique	2	2	7	6
	132	137	465	506
Autres entreprises de transport de gaz				
Great Lakes	12	14	55	52
Iroquois	3	3	17	18
TC PipeLines, LP	3	4	16	15
Portland ³⁾	4	4	10	11
Ventures LP	5	3	15	10
Trans Québec & Maritimes	2	2	8	8
CrossAlta	7	2	13	6
TransGas	2	2	11	22
Régions nordiques	(3)	(2)	(6)	(4)
Frais généraux, administratifs, de soutien et frais divers	(10)	(9)	(18)	(22)
	25	23	121	116
Résultat net	157	160	586	622

1) TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004.

2) TransCanada a acquis le 15 août 2003 le reste des participations dans le réseau de Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement.

3) TransCanada a augmenté sa participation dans Portland pour la porter de 33,3 % à 43,4 % le 29 septembre 2003, puis de 43,4 % à 61,7 % le 3 décembre 2003.

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars et de 18 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2004, respectivement, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2003. Ce recul provient surtout de la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,79 % en 2003 à 9,56 % en 2004, ainsi que de la diminution de la base tarifaire moyenne en 2004. Le résultat et les droits provisoires en 2004 étaient fondés sur une structure du capital prévoyant un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 33 %.

Le résultat net du réseau de l'Alberta a diminué de 14 millions de dollars, passant de 54 millions de dollars au quatrième trimestre de 2003 à 40 millions de dollars pour la même période en 2004. Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 a été de 40 millions de dollars inférieur au

chiffre inscrit pour la même période en 2003. Ces reculs s'expliquent principalement par l'incidence des décisions rendues par l'EUB, en août 2004, au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 et, en juillet 2004, au sujet de l'instance sur les coûts en capital généraux. Dans sa décision sur la demande tarifaire générale, l'EUB refusait de reconnaître des frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars avant impôts au titre de l'exploitation du gazoduc. La société croit qu'il lui est nécessaire d'engager de tels coûts raisonnables et prudents pour l'exploitation sécuritaire, fiable et efficiente du réseau de l'Alberta. En septembre 2004, TransCanada a présenté à la Cour d'appel de l'Alberta une demande d'autorisation de porter en appel la décision de l'EUB au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. Par la suite, à la demande de TransCanada, la Cour d'appel a ajourné l'appel pour une période indéfinie pendant que TransCanada évalue les mérites de présenter à l'EUB une demande d'examen et de modification au sujet des coûts de 2004 et tente de négocier un règlement avec ses clients au sujet de la tarification future. La décision au sujet des coûts en capital généraux a fait baisser le taux de rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en 2004, comparativement au résultat implicite contenu dans le règlement négocié en 2003 qui comprenait des besoins en produits fixes de 1,277 milliard de dollars avant les ajustements extraordinaires. Le résultat de 2004 rend compte d'un rendement de 9,60 % sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % approuvé dans la décision sur les coûts en capital généraux.

Le 1^{er} novembre 2004, TransCanada a conclu l'acquisition de GTN auprès de National Energy & Gas Transmission Inc. au prix d'environ 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple et les résultats financiers ont été consolidés avec ceux de TransCanada postérieurement à la date d'achat. Le résultat net de GNT a été de 14 millions de dollars au quatrième trimestre de 2004.

Le réseau de Foothills a affiché un résultat net de 22 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, soit 2 millions de dollars de plus qu'en 2003, ce qui rend compte de l'acquisition, en août 2003, de la tranche restante de la participation que TransCanada ne détenait pas dans Foothills.

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 ⁴⁾		Réseau de la C.-B.	
	2004	2003	2004	2003	2004	2004	2003	2004	2003
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	8 196	8 565	4 619	4 878	n.d. ³⁾	714	739	228	236
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	2 621	2 628	3 909	3 883	181	1 139	1 110	360	325
Moyenne quotidienne	7,2	7,2	10,7	10,6	3,0	3,1	3,0	1,0	0,9

- 1) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 2 017 milliards de pieds cubes (2 055 milliards de pieds cubes en 2003), soit une moyenne quotidienne de 5,5 milliards de pieds cubes (5,6 milliards de pieds cubes en 2003).
- 2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 952 milliards de pieds cubes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (3 892 milliards de pieds cubes en 2003); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,8 milliards de pieds cubes (10,7 milliards de pieds cubes en 2003).
- 3) TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004. Le réseau de Gas Transmission Northwest et celui de North Baja sont actuellement exploités en vertu de modèles tarifaires fixes approuvés par la Federal Energy Regulatory Commission. Par conséquent, les résultats des réseaux pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne. Les volumes de livraison du réseau de North Baja ont totalisé 13 milliards de pieds cubes, soit une moyenne quotidienne de 0,2 milliard de pieds cubes. Les volumes de livraison représentent le débit en novembre et décembre 2004.
- 4) Les participations restantes dans le réseau de Foothills ont été acquises en août 2003. Dans le tableau, les volumes de livraison annuels représentent 100 % de Foothills.

Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2004, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 25 millions de dollars, comparativement à 23 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2003. La hausse de 2 millions de dollars s'explique principalement par l'accroissement du résultat de CrossAlta en raison des conditions favorables sur le marché du stockage de gaz ainsi que de la hausse du résultat de Ventures LP. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence du fléchissement du dollar américain.

Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 a été de 121 millions de dollars, comparativement à 116 millions de dollars en 2003. Exclusion faite du gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de Millennium et constaté en 2004 ainsi que des économies d'impôts futurs de 11 millions de dollars constatées par TransGas en 2003, le résultat de 2004 est de 9 millions de dollars supérieur à celui de 2003. Cette hausse s'explique par l'augmentation du résultat de CrossAlta compte tenu des conditions favorables sur le marché du stockage de gaz et de la contribution de Ventures LP en raison de l'expansion achevée en 2003. En outre, le résultat de Great Lakes a progressé compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme. Ces hausses ont été en partie effacées par l'incidence du fléchissement du dollar américain.

Électricité

Aperçu des résultats – Électricité (en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003
Établissements de l'Ouest	25	31	138	160
Établissements de l'Est	31	36	108	127
Placement dans Bruce Power	5	7	130	99
Placement dans S.E.C. Électricité	7	9	29	35
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(19)	(20)	(89)	(86)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	49	63	316	335
Charges financières	(4)	(4)	(13)	(12)
Impôts sur les bénéfices	(14)	(15)	(94)	(103)
	31	44	209	220
Gains liés à S.E.C. Électricité (après impôts)	-	-	187	-
Résultat net	31	44	396	220

Le recul du résultat des établissements de l'Ouest et des établissements de l'Est est la principale cause de la régression de 13 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité, qui est passé de 44 millions de dollars au quatrième trimestre de 2003 à 31 millions au quatrième trimestre de 2004.

Le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 396 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, en hausse de 176 millions de dollars par rapport au résultat net de 220 millions de dollars en 2003. Cet accroissement provient principalement de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité. Durant le deuxième trimestre de 2004, TransCanada a réalisé la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, exclusion faite des ajustements de clôture, ce qui a donné lieu à un gain après impôts de 15 millions de dollars (25 millions de dollars avant impôts). Dans le cadre d'une assemblée ayant eu lieu en avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé ces acquisitions et la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts que TransCanada ne détiendrait pas en 2017. TransCanada était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence. De plus, S.E.C. Électricité a émis, durant le deuxième trimestre de 2004, 8,1 millions de reçus de souscription qui ont été convertis par la suite en parts de société en commandite, et TransCanada a fait une contribution de 20 millions de dollars au produit net de l'émission réalisé par S.E.C. Électricité, soit 286,8 millions de dollars. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %. Par suite de ces événements, TransCanada a constaté, au deuxième trimestre de 2004, un gain de dilution et d'autres gains totalisant 172 millions de dollars, dont 132 millions de dollars avaient été antérieurement reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017. Les gains de dilution découlent de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité par suite de l'émission, par S.E.C. Électricité, de nouvelles parts de sociétés en commandite à un prix sur le marché supérieur à la valeur comptable unitaire du placement détenu par TransCanada.

Les résultats de 2003 comprenaient un montant de 31 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts) constaté pour les établissements de l'Ouest au deuxième trimestre de 2003

au titre d'un règlement conclu avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements en vertu de contrats à terme d'électricité. Si l'on ne tient pas compte de ce règlement et des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 209 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, en hausse de 8 millions de dollars par rapport au chiffre de 201 millions de dollars inscrit en 2003. Le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power, soit 130 millions de dollars en 2004, est de 31 millions de dollars supérieur au chiffre constaté pour la période pendant laquelle TransCanada détenait une participation en 2003 et en partie annulé par la baisse des contributions des établissements de l'Est et de la participation de S.E.C. Électricité.

Établissements de l'Ouest

Au quatrième trimestre de 2004, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest se sont élevés à 25 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de moins que le chiffre de 31 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Ce recul est principalement attribuable au bénéfice réduit de la centrale de ManChief, qui a été vendue à S.E.C. Électricité en avril 2004, aux ajustements des frais d'exploitation cumulatifs réglés au quatrième trimestre de 2004 pour la centrale de cogénération de MacKay River nouvellement mise en service et aux marges réduites résultant de la baisse des prix de l'énergie thermique sur le marché pour les volumes non visés par des contrats.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de l'exercice terminé le 31 décembre 2004, soit 138 millions de dollars, sont inférieurs de 22 millions de dollars au chiffre inscrit pour la période correspondante de 2003. Ce recul est principalement attribuable au règlement conclu, en 2003, avec une ancienne contrepartie en vertu de contrats de vente à terme d'électricité ainsi qu'au bénéfice inférieur de ManChief en raison de la vente de la centrale à S.E.C. Électricité en avril 2004. Les contributions de la centrale de MacKay River, les honoraires reçus relativement aux actifs acquis par S.E.C. Électricité en 2004 ainsi que l'incidence des marges nettes supérieures réalisées sur le portefeuille d'actifs au deuxième et au troisième trimestres de 2004 ont en partie contré ces baisses.

Établissements de l'Est

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est pour le quatrième trimestre de 2004 se sont élevés à 31 millions de dollars, soit 5 millions de dollars de moins que le chiffre de 36 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Ce recul s'explique surtout par l'érosion du bénéfice en raison de la vente des installations hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004, par l'incidence défavorable des coûts supérieurs du gaz combustible d'Ocean State Power (OPS), par le résultat constaté en 2003 pour la centrale temporaire de Cobourg et par le fléchissement du dollar américain entre 2003 et 2004. Ces réductions ont été en partie annulées par l'incidence positive de 16 millions de dollars avant impôts découlant d'une restructuration liée aux contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison Company (Boston Edison). Durant le quatrième trimestre de 2004, TransCanada a conclu avec Boston Edison une opération par laquelle TransCanada prend en charge une part de 23,5 % des contrats d'achat d'électricité d'OSP et a constaté le résultat à compter de la date d'entrée en vigueur de l'opération, soit le 1^{er} avril 2004.

La direction a terminé sa revue du plan d'exploitation d'OSP en ce qui a trait aux incidences négatives d'une décision d'arbitrage reçue en août 2004, en vertu de laquelle le coût du gaz combustible a augmenté de façon marquée pour devenir supérieur au prix du marché. Le résultat d'une quatrième demande d'arbitrage est attendu d'ici la fin du troisième trimestre de 2005. Au 31 décembre 2004, aucune réduction de valeur d'OSP n'avait été constatée, mais le résultat de ce processus d'arbitrage et les conditions futures du marché étaient incertains. Si la décision rendue à l'issue du quatrième processus d'arbitrage continue de prévoir un mécanisme de fixation du prix du gaz combustible en sus des prix du marché et si les conditions du marché demeurent sensiblement les mêmes, la direction prévoit que l'incidence négative des prix du gaz en sus du marché pourrait entraîner une réduction de valeur des actifs de l'installation d'OSP. Au 31 décembre 2004, la valeur comptable nette d'OSP était d'environ 150 millions de dollars US.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 se sont élevés à 108 millions de dollars, soit 19 millions de dollars de moins que le chiffre de 127 millions de dollars inscrit en 2003. Ce recul est principalement attribuable à une réduction du bénéfice par suite de la vente des installations hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable des coûts supérieurs du gaz combustible d'OSP et au fléchissement du dollar américain en 2004. Ces réductions ont cependant été en partie annulées par les produits nets constatés au quatrième trimestre de 2004 relativement à la restructuration des contrats d'achat d'électricité d'OSP avec Boston Edison.

Participation dans Bruce Power

Aperçu des résultats – Bruce Power (en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003
Bruce Power (base de 100 %)				
Produits	355	269	1 583	1 208
Charges d'exploitation	(345)	(254)	(1 178)	(853)
Bénéfice d'exploitation	10	15	405	355
Charges financières	(17)	(20)	(67)	(69)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	(7)	(5)	338	286
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices ¹⁾	(2)	(1)	107	65
Ajustements	7	8	23	34
Bénéfice de TransCanada provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	5	7	130	99

1) TransCanada a acquis sa participation de 31,6 % dans Bruce Power le 14 février 2003. Le bénéfice total de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices s'est établi à 205 millions de dollars pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003.

Pour le quatrième trimestre de 2004, le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power s'est élevé à 5 millions de dollars, comparativement à 7 millions de dollars au quatrième trimestre de 2003. Au quatrième trimestre de 2004, la part d'électricité revenant à TransCanada s'est élevée à 2 351 gigawatts-heure (GWh), alors qu'elle avait été de 1 846 GWh pour la même période en 2003. Cette hausse rend surtout compte de la production supérieure en 2004 en raison

du redémarrage du quatrième réacteur de Bruce A au quatrième trimestre de 2003, puis du troisième réacteur au premier trimestre de 2004, ce qui a haussé la capacité de production de Bruce Power d'environ 1 500 MW. Plusieurs arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont eu lieu pendant le quatrième trimestre de 2004, ce qui a en partie annulé l'accroissement de la production des troisième et quatrième réacteurs. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le quatrième trimestre de 2004 ont été d'environ 47 \$ par mégawatt-heure (MWh), alors qu'ils avaient été de 45 \$ par MWh au quatrième trimestre de 2003. Environ 47 % de la production a été vendue sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le quatrième trimestre de 2004, comparativement à environ 30 % au quatrième trimestre de 2003, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme.

Sur une base unitaire, les charges d'exploitation de Bruce Power ont augmenté, passant de 43 \$ par MWh au quatrième trimestre de 2003 à 46 \$ par MWh au quatrième trimestre de 2004. Cette hausse s'explique en partie par les coûts engagés pour l'étude de faisabilité sur le redémarrage des premier et deuxième réacteurs de Bruce A. Au total, les montants passés en charges par Bruce Power au quatrième trimestre et pour l'ensemble de l'exercice 2004 relativement à cette étude de faisabilité se sont montés à 10 millions de dollars et à 16 millions de dollars, respectivement. La hausse des charges d'exploitation totales s'explique aussi par les dépenses supérieures engagées en 2004 en ce qui a trait aux arrêts d'exploitation, au combustible, à l'amortissement et au personnel, compte tenu de l'exploitation de six réacteurs plutôt que quatre. Les charges d'exploitation annuelles par MWh ont été relativement constantes en 2003 et 2004, bien que la production du quatrième trimestre de 2004 ait été inférieure à cause de l'arrêt d'exploitation prévu pour le bâtiment sous vide et le sixième réacteur ainsi que des arrêts d'exploitation imprévus qui ont fait augmenter les charges d'exploitation par MWh au quatrième trimestre de 2004.

Les ajustements à la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice avant impôts de Bruce Power pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2004 ont été inférieurs à ceux des périodes correspondantes de 2003, et ce, principalement en raison du fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés au moment de la remise en service des réacteurs de Bruce A.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, le bénéfice de participation avant impôts s'est établi à 130 millions de dollars, comparativement à 99 millions de dollars pour la même période en 2003. Cette hausse s'explique surtout par la production supérieure en 2004 grâce à la remise en service des deux réacteurs de Bruce A ainsi que par la prise en compte du résultat pour l'ensemble de l'exercice 2004, comparativement à la prise en compte du résultat pour la période allant du 14 février au 31 décembre en 2003, soit la période durant laquelle TransCanada était propriétaire de l'installation en 2003. En 2004, TransCanada n'a pas été tenue de faire d'apport en espèces à Bruce Power et la société n'a reçu aucune distribution de fonds sur ce placement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, les charges d'exploitation se sont établies à 35 \$ par MWh, comparativement à 36 \$ par MWh pour la période allant du 14 février au 31 décembre 2003. Les prix réalisés moyens pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 ont été de 47 \$ par MWh, comparativement à 48 \$ par MWh pour la période durant laquelle TransCanada était propriétaire de l'installation en 2003. Durant l'exercice terminé le 31 décembre 2004, environ 52 % de la production de Bruce Power a été vendue sur le marché de gros au comptant en Ontario.

Au quatrième trimestre de 2004, la disponibilité moyenne des réacteurs de Bruce a été de 72 %, comparativement à 73 % durant le quatrième trimestre de 2003, ce qui reflète le nombre légèrement

supérieur d'heures d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et correctif au quatrième trimestre de 2004. La disponibilité durant l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'est établie à 82 %, comparativement à 83 % pour la période allant du 14 février au 31 décembre 2003. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du sixième réacteur a débuté le 11 septembre 2004, et le réacteur a été remis en exploitation le 3 décembre 2004. Le cinquième réacteur a été remis en service le 3 novembre 2004 après avoir été en arrêt à la suite d'une inspection sous vide ayant débuté au troisième trimestre de 2004 pour effectuer la maintenance de la pompe du caloporteur primaire.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix du marché de gros au comptant de l'électricité ainsi que de la disponibilité générale des centrales, elle-même touchée par les travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 36 % de sa production prévue pour 2005. Les charges d'exploitation de Bruce Power en 2005 devraient être supérieures à celles de 2004 en raison de l'amortissement accru des réacteurs de Bruce A, des coûts plus élevés liés aux arrêts d'exploitation et de l'accroissement des coûts du combustible.

En 2005, la disponibilité moyenne devrait s'établir à 85 %, alors qu'elle a été de 82 % en 2004. Le premier arrêt d'exploitation pour entretien préventif du troisième réacteur a débuté le 8 janvier 2005 et devrait durer environ deux mois. Un programme d'inspection semblable est prévu pour le quatrième réacteur plus tard durant le premier trimestre de 2005. Des arrêts d'exploitation pour entretien préventif d'environ deux à trois mois chacun sont aussi prévus pour deux autres réacteurs en 2005. Le premier devrait débuter durant le deuxième trimestre de 2005, tandis que l'autre aura lieu à compter du troisième trimestre de 2005.

Participation dans S.E.C. Électricité

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers provenant de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité se sont élevés à 7 millions de dollars et à 29 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2004, respectivement. Il s'agit d'un recul de 2 millions de dollars et de 6 millions de dollars, respectivement, comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2003. Le résultat supplémentaire découlant de l'acquisition, par S.E.C. Électricité, au deuxième trimestre de 2004, des installations de Curtis Palmer et de ManChief a été plus qu'annulé par l'incidence de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité en avril 2004 (30,6 % contre 35,6 %) et de la constatation au deuxième trimestre de 2004 de gains antérieurement reportés de 132 millions de dollars découlant de l'élimination de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité. Avant l'élimination de l'obligation de rachat, l'entreprise d'électricité constatait dans les résultats l'amortissement de ces gains reportés sur une période allant jusqu'en 2017.

Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers

Les frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers ont diminué de 1 million de dollars durant le quatrième trimestre de 2004 comparativement à ceux qui ont été inscrits au quatrième trimestre de 2003. Les frais généraux, administratifs et de soutien et les frais divers de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 ont totalisé 89 millions de dollars, soit 3 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit en 2003. Cette hausse s'explique surtout par les frais de soutien supérieurs

découlant des efforts déployés par la société pour assurer la croissance de l'entreprise d'électricité. L'incidence favorable de la constatation des gains de change non matérialisés sur les titres de créance libellés en dollars US de S.E.C. Électricité et la compression des charges d'expansion d'entreprise ont annulé en grande partie la hausse des frais de soutien.

Volumes des ventes d'électricité

(non vérifié) (en gigawatts-heure)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest ¹⁾	3 136	2 986	11 695	12 296
Établissements de l'Est ¹⁾	1 482	1 780	6 198	6 906
Placement dans Bruce Power ²⁾	2 351	1 846	10 608	6 655
Placement dans S.E.C. Électricité ¹⁾	669	549	2 419	2 153
Total	7 638	7 161	30 920	28 010

- 1) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.
- 2) Acquisition le 14 février 2003. Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power à compter de la date d'acquisition.

Disponibilité moyenne pondérée des centrales¹⁾

(non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest ²⁾	92 %	94 %	95 %	93 %
Établissements de l'Est ²⁾	88 %	99 %	95 %	94 %
Placement dans Bruce Power ³⁾	72 %	73 %	82 %	83 %
Placement dans S.E.C. Électricité ²⁾	98 %	98 %	97 %	96 %
Toutes les centrales	85 %	89 %	90 %	90 %

- 1) La disponibilité des centrales représente le pourcentage du temps, durant l'année, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif réduisent la disponibilité des centrales.
- 2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.
- 3) Le pourcentage comparatif pour 2003 est calculé à compter de la date d'acquisition, soit le 14 février 2003. Le quatrième réacteur de Bruce A est inclus à compter du 1^{er} novembre 2003 et le troisième réacteur de Bruce A est inclus à compter du 1^{er} mars 2004.

Siège social

Les charges nettes se sont élevées à 3 millions de dollars et à 2 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2004, respectivement, comparativement à 11 millions de dollars et à 41 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2003.

La baisse de 8 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour le trimestre terminé le 31 décembre 2004 en regard de celles de la même période en 2003 découle surtout des incidences positives des postes afférents aux impôts sur les bénéfices et au change.

La réduction de 39 millions de dollars des charges nettes en 2004, comparativement à celles de 2003, s'explique principalement par les incidences positives des postes afférents aux impôts sur les bénéfices et au change durant 2004 et par l'annulation, durant le troisième trimestre de 2004, de provisions pour restructuration constituées préalablement.

Autres faits nouveaux

Transport de gaz

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

La décision de l'EUB au sujet des coûts en capital généraux établit le rendement général sur les capitaux propres à 9,60 % pour tous les services publics albertains en 2004. La décision de l'EUB prévoit également que le taux de rendement sur les capitaux propres sera ajusté annuellement de 75 % de la variation du taux des obligations du Canada à long terme, ce qui est conforme à l'approche préconisée par l'Office national de l'énergie (ONÉ). L'EUB a annoncé durant le quatrième trimestre de 2004 que le taux de rendement sur les capitaux propres général sera de 9,50 % pour 2005.

Dans sa décision sur la première phase de la demande tarifaire générale de 2004, l'EUB a instruit TransCanada de faire un dépôt conforme au règlement en recalculant les besoins en produits pour tenir compte de la décision de l'EUB. En novembre 2004, l'EUB a approuvé les documents déposés.

Les documents requis pour la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2004, qui vise principalement la tarification et les services, ont été déposés en décembre 2003. En octobre 2004, l'EUB a rendu sa décision sur la deuxième phase de la demande. L'EUB a essentiellement approuvé toutes les mesures existantes en ce qui a trait à la tarification et la comptabilisation des coûts pour 2004. En outre, la politique sur le combustible, la prorogation de l'accord de répartition du gaz et les modifications proposées au tarif ont été approuvées. L'EUB a également instruit TransCanada de déposer les documents pour la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2005 au plus tard le 1^{er} avril 2005 pour tenir compte de certaines questions liées à la ventilation des coûts. Dans le dépôt conforme au règlement pour la deuxième phase, TransCanada a demandé que les droits provisoires pour 2004 soient approuvés en tant que droits définitifs pour 2004. Le 14 décembre 2004, l'EUB a approuvé le dépôt conforme au règlement pour la deuxième phase.

Les documents pour la première phase de la demande tarifaire générale de 2005 ont été déposés auprès de l'EUB le 15 décembre 2004. TransCanada continue de tenter de négocier, avec les expéditeurs, un règlement au sujet des besoins en produits. Si elle y parvient, ce règlement remplacera ou modifiera la demande.

En décembre 2004, l'EUB a approuvé la demande de TransCanada sollicitant l'approbation de tarifs provisoires aux services de transport à compter du 1^{er} janvier 2005. Les tarifs définitifs pour 2005 seront déterminés en fonction de la décision de l'EUB au sujet de la demande tarifaire générale de 2005.

Réseau principal au Canada

La demande de droits et tarifs (demande de 2004) pour le réseau principal au Canada en 2004 a été déposée auprès de l'ONÉ en janvier 2004. Elle sollicitait un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Compte tenu de la décision de la Cour d'appel fédérale, TransCanada a informé l'ONÉ qu'elle ne contesterait plus la formule d'établissement du

taux de rendement sur les capitaux propres de l'ONÉ dans la demande de 2004, et elle a révisé la demande de 2004 pour tenir compte du taux de rendement sur les capitaux propres de 9,56 % fondé sur la formule en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. En septembre 2004, l'ONÉ a rendu sa décision au sujet de la première phase de l'instance sur les droits et tarifs de 2004, qui examinait toutes les questions soulevées dans la demande de 2004, exception faite du coût en capital. L'ONÉ a approuvé presque tous les éléments de coût de la demande de 2004 ainsi que l'établissement d'un nouveau service de transport garanti non renouvelable (FT-NR) et a interrompu le programme d'incitation aux économies de gaz combustible pour 2004. La deuxième phase de l'instance portant sur la structure du capital a débuté durant le quatrième trimestre de 2004 et se poursuit. L'audience devrait se terminer en février 2005, et l'ONÉ rendra sa décision durant le deuxième trimestre de 2005.

En novembre 2004, l'Association canadienne des producteurs pétroliers a présenté à l'ONÉ une demande de révision et de modification de sa décision antérieure visant la première phase au sujet des points suivants :

- approuver les droits pour le service FT-NR de façon à permettre des appels d'offres;
- permettre à TransCanada d'inclure tous les coûts de rémunération incitative à long terme dans le coût du service pour 2004;
- permettre à TransCanada de récupérer, par le truchement de la tarification, certains coûts réglementaires et juridiques liés aux instances de révision et d'appel.

Dans un premier temps, l'ONÉ a sollicité des commentaires de parties participant à l'audience sur la première phase, à savoir s'il existe un doute au sujet du bien-fondé de sa décision qui justifierait qu'elle fasse l'objet d'une revue. Si l'ONÉ décidait de revoir sa décision, elle prendrait les mesures nécessaires pour évaluer les mérites de la demande d'examen et confirmerait, modifierait ou renverserait sa décision.

TransCanada participe actuellement à des discussions en vue d'un règlement avec ses parties prenantes sur des questions liées aux droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2005. Durant le premier trimestre de 2005, TransCanada entend déposer auprès de l'ONÉ une demande d'approbation de droits et tarifs pour 2005.

Le réseau principal au Canada a imputé des droits provisoires pour les services de transport tout au long de 2004. Les droits de 2004 seront établis de façon définitive lorsque l'ONÉ se sera prononcé sur les coûts en capital à l'issue de la deuxième phase de l'instance sur les droits et tarifs du réseau principal au Canada pour 2004. En décembre 2004, l'ONÉ a approuvé les droits pour les services de transport que TransCanada avait proposé d'appliquer provisoirement, à compter du 1^{er} janvier 2005, jusqu'à ce que l'ONÉ rende sa décision sur la demande tarifaire de 2005 pour le réseau principal au Canada, que la société entend déposer durant le premier trimestre de 2005.

L'ONÉ a annoncé durant le quatrième trimestre de 2004 que le taux de rendement sur les capitaux propres déterminé par application de la formule est de 9,46 % pour 2005.

Gaz naturel liquéfié

En novembre 2004, TransCanada et Shell ont annoncé leurs plans d'aménager conjointement une installation marine de regazéification du GNL, appelée Broadwater Energy, dans les eaux de l'État

de New York, dans le détroit de Long Island. L'unité flottante de stockage et de regazéification proposée serait située à environ 15 kilomètres au large de la côte de Long Island et à 18 kilomètres au large de la côte du Connecticut. Le terminal permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé et d'expédier environ un milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour. Broadwater Energy LLC, entité dont TransCanada sera propriétaire à 50 %, détiendra et exploitera l'installation, et Shell en détiendra la capacité et fournira le GNL. Le coût des travaux de construction est évalué à environ 700 millions de dollars US.

La construction de l'installation doit être approuvée par les gouvernements fédéral et étatique. Le processus d'approbation réglementaire devrait prendre de deux à trois ans. TransCanada et Shell ont déposé auprès de la Federal Energy Regulatory Commission une demande visant l'examen public de la proposition de Broadwater d'une durée de six à neuf mois. Sous réserve de l'obtention des approbations requises, l'installation devrait entrer en service vers la fin de 2010.

Stockage de gaz

TransCanada élabore un projet de stockage de gaz naturel de 200 millions de dollars près d'Edson, en Alberta. L'installation d'Edson aura une capacité d'environ 50 milliards de pieds cubes et sera reliée au réseau de l'Alberta de TransCanada. De plus, la société a récemment obtenu un contrat à long terme auprès d'une tierce partie visant jusqu'à concurrence de 40 milliards de pieds cubes de capacité de stockage en Alberta, assurant l'entrée hâtive sur le marché d'une capacité de 20 milliards de pieds cubes en 2005 et allant jusqu'à 30 milliards de pieds cubes en 2006 et 40 milliards de pieds cubes en 2007. TransCanada entend fournir des services tarifés de stockage de gaz directement aux clients d'ici avril 2005. Par ailleurs, une capacité supplémentaire à l'installation d'Edson deviendra disponible progressivement à compter du début du deuxième trimestre de 2006. Une fois l'installation d'Edson terminée, TransCanada détiendra ou contrôlera 110 milliards de pieds cubes, soit environ le tiers, de la capacité de stockage en Alberta.

Électricité

Centrale de cogénération de Grandview

La construction de l'installation de Grandview s'est achevée à la fin de décembre 2004 dans le respect du calendrier et du budget. Cette centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une puissance de 90 MW est située sur la propriété de la raffinerie de pétrole d'Irving Oil à Saint John, au Nouveau-Brunswick, qu'elle alimente en électricité et en chaleur résiduelle.

Cartier Wind Energy Inc.

En octobre 2004, Hydro-Québec Distribution a octroyé à Cartier Wind Energy Inc. six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW. Les projets sont répartis dans diverses localités de la région administrative de la Gaspésie, aux Îles de la Madeleine et dans la municipalité régionale de comté de Matane. D'un coût total d'environ 1,2 milliard de dollars, ces installations devraient être mises en service entre 2006 et 2012. En janvier 2005, TransCanada et son associé, Innergex II Inc., ont acquis la participation de 20 % antérieurement détenue par RES Canada, ce qui porte la participation de TransCanada à 62 %, et celle d'Innergex II à 38 %.

USGen New England, Inc.

En septembre 2004, USGen et TransCanada ont signé une entente prévoyant l'achat par TransCanada, au prix de 505 millions de dollars US, d'actifs de production d'énergie hydroélectrique en Nouvelle-Angleterre ayant une capacité de production totale de 567 MW. USGen, filiale de NEGTEC, s'est volontairement placée sous la protection du chapitre onzième en vertu du code de la faillite des États-Unis en juillet 2003. Dans le cadre du processus de vente aux enchères approuvé par le tribunal de la faillite conformément aux procédures de soumission, USGen a sollicité des soumissions supérieures à l'accord conclu avec TransCanada ou dont les modalités étaient plus favorables. Étant donné qu'aucune soumission acceptable n'a été reçue dans le délai imposé par le tribunal, la vente aux enchères initialement prévue pour le 9 décembre 2004 n'a pas eu lieu.

En décembre 2004, la ville de Rockingham, au Vermont, a exercé l'option qu'elle détenait auprès de USGen d'acheter la centrale hydroélectrique de Bellows Falls d'une puissance de 49 MW, et elle a cédé ses droits à Vermont Hydroelectric. Si Vermont Hydroelectric achetait Bellows Falls, le prix d'achat payé par TransCanada serait réduit de 72 millions de dollars US.

Toutes les approbations du tribunal de la faillite ont été reçues, mais il faudra obtenir d'autres approbations réglementaires et respecter d'autres conditions pour que l'opération puisse être réalisée. L'opération devrait se conclure durant la première moitié de 2005, et elle devrait accroître le résultat et les flux de trésorerie.

Bruce Power

TransCanada, en collaboration avec ses associés dans Bruce Power, évalue la possibilité d'investir dans la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick, dont la puissance est de 680 MW. En outre, l'étude de faisabilité sur le redémarrage possible des premier et deuxième réacteurs de Bruce A se poursuit. Bruce Power poursuit ses pourparlers avec un négociateur nommé par la province au sujet du redémarrage possible.

Divers

Durant le quatrième trimestre de 2004, la société a déposé au Canada et aux États-Unis des prospectus préalables visant l'émission d'effets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars et de titres de créance totalisant 1,0 milliard de dollars US, respectivement. En janvier 2005, la société a émis pour 300 millions de dollars d'effets à moyen terme comportant une échéance de 12 ans et un taux d'intérêt de 5,10 % en vertu de son prospectus préalable canadien.

États consolidés des résultats

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003
Produits	1 394	1 319	5 107	5 357
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	144	159	539	692
Autres coûts et charges	466	434	1 635	1 682
Amortissement	245	222	945	914
	855	815	3 119	3 288
Bénéfice d'exploitation	539	504	1 988	2 069
Autres charges (produits)				
Charges financières	209	202	810	821
Charges financières des coentreprises	15	14	60	77
Bénéfice de participation	(15)	(14)	(171)	(165)
Intérêts créditeurs et autres produits	-	(16)	(65)	(60)
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	(197)	-
	209	186	437	673
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	330	318	1 551	1 396
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	89	126	431	305
Futurs	39	(18)	77	230
	128	108	508	535
Part des actionnaires sans contrôle				
Charges liées aux titres privilégiés	8	10	31	36
Dividendes sur actions privilégiées	5	5	22	22
Autres	4	2	10	2
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	185	193	980	801
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	-	52	50
Bénéfice net	185	193	1 032	851
Bénéfice net par action				
De base				
Activités poursuivies	0,38 \$	0,40 \$	2,02 \$	1,66 \$
Activités abandonnées	-	-	0,11	0,10
	0,38 \$	0,40 \$	2,13 \$	1,76 \$
Dilué				
Activités poursuivies	0,38 \$	0,40 \$	2,01 \$	1,66 \$
Activités abandonnées	-	-	0,11	0,10
	0,38 \$	0,40 \$	2,12 \$	1,76 \$
Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)	484,7	482,8	484,1	481,5
Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)	487,1	485,5	486,7	483,9

États consolidés des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	185	193	980	801
Amortissement	245	222	945	914
Impôts futurs	39	(18)	77	230
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	(197)	-
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(4)	(3)	(123)	(119)
Part des actionnaires sans contrôle	17	17	63	60
Provisionnement des régimes de retraite en sus des charges	16	(13)	(29)	(65)
Autres	(31)	5	(42)	(11)
Fonds provenant des activités poursuivies	467	403	1 674	1 810
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(26)	29	34	112
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	441	432	1 708	1 922
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités abandonnées	3	-	(6)	(17)
	444	432	1 702	1 905
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(185)	(127)	(476)	(391)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(1 453)	(23)	(1 516)	(570)
Cession d'actifs	2	-	410	-
Montants reportés et autres	2	58	(24)	(138)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 634)	(92)	(1 606)	(1 099)
Activités de financement				
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(158)	(150)	(623)	(588)
Effets émis (remboursés), montant net	546	(341)	179	(62)
Dette à long terme émise	377	455	1 042	930
Réduction de la dette à long terme	(487)	(358)	(997)	(744)
Dette sans recours émise par les coentreprises	86	-	233	60
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(93)	(16)	(113)	(71)
Actions ordinaires émises	7	16	32	65
Parts de sociétés en commandite de coentreprises émises	-	-	88	-
Remboursement de débetures subordonnées de rang inférieur	-	-	-	(218)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	278	(394)	(159)	(628)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(32)	(15)	(87)	(52)
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	(944)	(69)	(150)	126
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	1 132	407	338	212
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	188	338	188	338

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	31 décembre 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	188	338
Débiteurs	627	605
Stocks	174	165
Autres	120	88
	1 109	1 196
Placements à long terme	840	733
Immobilisations corporelles	18 704	17 415
Autres éléments d'actif	1 477	1 357
	22 130	20 701
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Effets à payer	546	367
Créditeurs	1 135	1 087
Intérêts courus	214	208
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	766	550
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	83	19
	2 744	2 231
Montant reportés	666	561
Dette à long terme	9 713	9 465
Impôts futurs	509	427
Dette sans recours des coentreprises	779	761
Titres privilégiés	19	22
	14 430	13 467
Part des actionnaires sans contrôle		
Titres privilégiés d'une filiale	670	672
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Autres	76	82
	1 135	1 143
Capitaux propres		
Actions ordinaires	4 711	4 679
Surplus d'apport	270	267
Bénéfices non répartis	1 655	1 185
Écart de conversion	(71)	(40)
	6 565	6 091
	22 130	20 701

États consolidés des bénéfices non répartisExercices terminés les 31 décembre
2004 2003

(en millions de dollars)

(non vérifié)

Solde au début de l'exercice	1 185	854
Bénéfice net	1 032	851
Dividendes sur les actions ordinaires	(562)	(520)
	1 655	1 185

Informations sectorielles

Trimestres terminés les 31 décembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	1 075	982	319	337	-	-	1 394	1 319
Coûts des marchandises vendues	-	-	(144)	(159)	-	-	(144)	(159)
Autres coûts et charges	(349)	(326)	(117)	(106)	-	(2)	(466)	(434)
Amortissement	(228)	(202)	(17)	(20)	-	-	(245)	(222)
Bénéfice (perte) d'exploitation	498	454	41	52	-	(2)	539	504
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(211)	(193)	(2)	(4)	(13)	(22)	(226)	(219)
Charges financières des coentreprises	(13)	(14)	(2)	-	-	-	(15)	(14)
Bénéfice de participation	10	7	5	7	-	-	15	14
Intérêts créditeurs et autres produits	1	6	3	4	(4)	6	-	16
Impôts sur les bénéfices	(128)	(100)	(14)	(15)	14	7	(128)	(108)
Activités poursuivies	157	160	31	44	(3)	(11)	185	193
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	-
Bénéfice net							185	193

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003	2004 (non vérifié)	2003
Produits	3 917	3 956	1 190	1 401	-	-	5 107	5 357
Coûts des marchandises vendues	-	-	(539)	(692)	-	-	(539)	(692)
Autres coûts et charges	(1 225)	(1 270)	(407)	(405)	(3)	(7)	(1 635)	(1 682)
Amortissement	(873)	(831)	(72)	(82)	-	(1)	(945)	(914)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 819	1 855	172	222	(3)	(8)	1 988	2 069
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(785)	(781)	(9)	(11)	(79)	(89)	(873)	(881)
Charges financières des coentreprises	(56)	(76)	(4)	(1)	-	-	(60)	(77)
Bénéfice de participation	41	66	130	99	-	-	171	165
Intérêts créditeurs et autres produits	14	17	14	14	37	29	65	60
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	197	-	-	-	197	-
Impôts sur les bénéfices	(447)	(459)	(104)	(103)	43	27	(508)	(535)
Activités poursuivies	586	622	396	220	(2)	(41)	980	801
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	52	50
Bénéfice net							1 032	851

Téléconférence – 12 h (heure des Rocheuses) / 14 h (heure de l'Est)

TransCanada tiendra le 1^{er} février 2005 une téléconférence à 12 h (heure des Rocheuses) / 14 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du quatrième trimestre de 2004 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 1 877 295-2825 ou le (416) 405-8532 (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 téléconférence 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 8 février 2005; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-

5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3135828. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web à www.transcanada.com.

Au sujet de TransCanada

TransCanada est un chef de file du secteur énergétique nord-américain. TransCanada concentre ses activités sur le transport de gaz naturel et les services d'électricité, forte d'employés spécialisés dans ces domaines. Son réseau de gazoducs d'environ 41 000 kilomètres (25 600 milles) permet de transporter la plus grande partie du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les marchés à très forte croissance du Canada et des États-Unis. TransCanada détient, contrôle ou aménage des installations ayant une capacité de production de plus de 4 700 MW d'électricité - un tel volume d'électricité peut répondre à la demande d'environ 4,7 millions de foyers types. Les actions ordinaires de la société sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour obtenir des renseignements complémentaires, consulter le site Internet de TransCanada à www.transcanada.com.

Énoncés prospectifs

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

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

Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 1 800 361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis).

Numéro d'accès direct : David Moneta au (403) 920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457. Relations avec les médias : Hejdi Feick/Kurt Kadatz au (403) 920-7859.

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