TRANSCANADA CORPORATION – PREMIER TRIMESTRE DE 2005

Rapport trimestriel aux actionnaires

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

TransCanada annonce les résultats du premier trimestre; le conseil déclare un dividende de 0,305 $ par action

CALGARY, Alberta – Le 29 avril 2005 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants des résultats financiers du premier trimestre de 2005

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

- Le bénéfice net du premier trimestre de 2005 s'est élevé à 232 millions de dollars (0,48 $ par action).
- Les fonds provenant de l'exploitation du premier trimestre de 2005 se sont établis à 407 millions de dollars.
- Le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,305 $ par action.

TransCanada Corporation a annoncé aujourd'hui un bénéfice net de 232 millions de dollars (0,48 $ par action) pour le premier trimestre de 2005, comparativement à 214 millions de dollars (0,44 $ par action) au premier trimestre de 2004. L'accroissement de 18 millions de dollars (0,04 $ par action) s'explique principalement par la vente de 3,5 millions de parts ordinaires de TC PipeLines, LP. Cette opération a produit un gain de 48 millions de dollars après impôts (0,10 $ par action). La réduction du bénéfice de l'entreprise d'électricité de 35 millions de dollars (0,07 $ par action), qui tient compte des coûts de 10 millions de dollars après impôts pour la restructuration de contrats d'approvisionnements en gaz naturel ainsi que de l'incidence de la vente des centrales de Curtis Palmer et de ManChief en 2004 ont en partie neutralisé ce gain.

Les fonds provenant de l'exploitation ont baissé de 8 millions de dollars par rapport à ceux du premier trimestre de 2004 pour totaliser 407 millions de dollars.

« Depuis le début du premier trimestre, nous continuons d'ajouter à notre portefeuille d'infrastructures énergétiques de premier ordre pour renforcer notre stratégie de croissance déjà solide » a affirmé Hal Kvisle, chef de la direction de TransCanada.

« L'opération conclue le 1er avril avec USGen, par exemple, fournira une contribution aux résultats pour le reste de l'exercice. Nous sommes de plus très satisfaits du rendement des réseaux de Gas Transmission Northwest et de North Baja que nous avons achetés en novembre 2004 et dont l'apport au bénéfice net a été de 23 millions de dollars au premier trimestre de 2005. »

« La concrétisation de notre stratégie, cumulée à notre solide bilan, nous place dans une position enviable pour assurer à nos actionnaires une plus-value dans l'avenir. »

Au cours du premier trimestre de 2005, TransCanada a annoncé les projets suivants :

- Annonce de l'aménagement d'une installation de stockage du gaz naturel de 200 millions de dollars près d'Edson, en Alberta.
- Proposition d'un oléoduc de 1,7 milliard de dollars US permettant de transporter quotidiennement environ 400 000 baril de pétrole brut de l'Alberta à destination de l'Illinois.
- Conclusion d'un règlement avec les expéditeurs et autres intéressés au sujet des droits de 2005 pour le réseau principal de gazoducs au Canada. Le règlement a été approuvé par l'Office national de l'énergie.
- Conclusion d'un règlement avec les expéditeurs et autres intéressés au sujet des besoins en produits annuels pour le réseau de l'Alberta en 2005, 2006 et 2007. Ce règlement doit être approuvé par l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta.
- Annonce de la signature par Cartier énergie éolienne, société détenue à 62 % par TransCanada, de contrats à long terme d'approvisionnements en électricité avec Hydro-Québec Distribution prévoyant des projets de production d'énergie éolienne de 739,5 mégawatts (MW). Le coût en capital total de ces projets est évalué à plus de 1,1 milliard de dollars.
- Annonce de la signature, par Foothills Pipe Lines Ltd., filiale en propriété exclusive, d'un protocole avec la nation Kaska définissant les paramètres d'intégration des connaissances traditionnelles des Kaska à la planification, à la construction et à l'exploitation du projet de gazoduc de la route de l'Alaska.
- Vente de 3,5 millions de parts ordinaires de TC PipeLines, LP pour 151 millions de dollars, ce qui a donné lieu à la constatation d'un gain de 48 millions de dollars après impôts (0,10 $ par action).
- Conclusion d'un accord avec les fournisseurs de gaz naturel prévoyant la résiliation des contrats d'approvisionnements gaziers en vigueur d'Ocean State Power et les remplaçant par des contrats fondés sur le prix du marché, ce qui donné lieu à un coût après impôts unique de 10 millions de dollars (0,02 $ par action).

Le 1er avril 2005, TransCanada a réalisé l'acquisition, auprès de USGen New England, Inc., d'actifs de production d'énergie hydroélectrique ayant une capacité de production de 567 MW au prix de 505 millions de dollars US au comptant. La ville de Rockingham a exercé son option d'acheter la centrale de Bellows Falls d'une puissance de 49 MW au prix de 72 millions de dollars US. L'opération de Bellows Falls devrait être réalisée d'ici la fin du deuxième trimestre de 2005, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation et de la satisfaction d'autres conditions prévues dans la convention d'option.

Téléconférence

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 13 h 30 (heure des Rocheuses) / 15 h 30 (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du premier trimestre de 2005 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 1 877 211-7911 ou le (416) 405-9310 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la téléconférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera également transmise en direct sur le site Web de TransCanada à www.transcanada.com.

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

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit, heure de l'Est, le 6 mai 2005; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3147965. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web.

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 d'environ 5 700 mégawatts d'électricité - un tel volume d'électricité peut répondre à la demande d'environ 5,7 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.

Points saillants des résultats financiers du premier trimestre de 2005

(non vérifié)

Résultats d'exploitation (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2005**	2004
Produits	**1 305**	1 266
Bénéfice net	**232**	214
Flux de trésorerie		
Fonds provenant de l'exploitation	**407**	415
Dépenses en immobilisations	**108**	101

Données sur les actions ordinaires	Trimestres terminés les 31 mars **2005**	2004
Bénéfice net par action – de base	**0,48 $**	0,44 $
Dividende déclaré par action	**0,305 $**	0,29 $
Actions ordinaires en circulation (en millions)		
Moyenne de la période	**485,2**	483,4
Fin de la période	**485,6**	483,9

Rapport de gestion

Daté du 29 avril 2005, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) pour les trois mois terminés le 31 mars 2005 et doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2004 de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada Corporation. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Aperçu des résultats par secteur

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars)	**2005**	2004
Transport de gaz	**211**	149
Électricité	**30**	65
Siège social	**(9)**	-
Bénéfice net	**232**	214
Bénéfice net par action – de base	**0,48 $**	0,44 $

Résultats d'exploitation

Résultats consolidés

Le bénéfice net de TransCanada pour le premier trimestre de 2005 a atteint 232 millions de dollars (0,48 $ par action), comparativement au chiffre de 214 millions de dollars (0,44 $ par action) inscrit pour la même période en 2004. Cette progression de 18 millions de dollars (0,04 $ par action) s'explique principalement par l'accroissement marqué du bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz provenant avant tout d'un gain de 48 millions de dollars après impôts (0,10 $ par action) réalisé à la vente de 3,5 millions de parts ordinaires de TC PipeLines, LP (PipeLines LP) au premier trimestre de 2005. Exclusion faite de ce gain, le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz du premier trimestre de 2005 a progressé de 14 millions de dollars en raison surtout du bénéfice net de 23 millions de dollars produit par les réseaux de Gas Transmission Northwest et de North Baja (collectivement GTN), que TransCanada a acquis le 1er novembre 2004. La hausse affichée par GTN a été en partie neutralisée par le recul du bénéfice net généré par le réseau de l'Alberta et les autres entreprises de transport de gaz.

Au premier trimestre de 2005, le bénéfice net de l'entreprise d'électricité a régressé de 35 millions de dollars comparativement à celui du premier trimestre de 2004, et ce, principalement en raison du recul du bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est et de Bruce Power L.P. (Bruce Power) Le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est ont affiché un repli de 29 millions de dollars au premier trimestre de 2005 comparativement à la même période en 2004, principalement en raison du coût de la restructuration de contrats d'approvisionnements en gaz naturel, soit 10 millions de dollars après impôts (16 millions de dollars avant impôts) effectuée par Ocean State Power (OPS) et de la réduction de 7 millions de dollars du bénéfice après impôts

(12 millions de dollars avant impôts) par suite de la vente à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) des installations hydroélectriques de Curtis Palmer en avril 2004. Le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué, surtout en raison de l'accroissement des charges d'exploitation.

Les charges nettes du secteur Siège social se sont accrues de 9 millions de dollars, principalement en raison de la hausse des charges financières entre le premier trimestre de 2004 et celui de 2005 ainsi que de l'augmentation des remboursements d'impôts sur les bénéfices et de l'intérêt connexe obtenus au premier trimestre de 2004, mais elles ont été en partie annulées par certains ajustements fiscaux positifs inscrits au premier trimestre de 2005.

Les fonds provenant de l'exploitation ont baissé de 8 millions de dollars par rapport à ceux du premier trimestre de 2004 pour totaliser 407 millions de dollars au premier trimestre de 2005.

Transport de gaz

Le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 211 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, alors qu'il avait été de 149 millions de dollars pour la période correspondante de 2004.

Aperçu des résultats – Transport de gaz
Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)	**2005**	2004
Gazoducs détenus en propriété exclusive		
Réseau principal au Canada	**63**	64
Réseau de l'Alberta	**37**	40
GTN[1)]	**23**	
Réseau de Foothills	**5**	6
Réseau de la Colombie-Britannique	**2**	2
	130	112
Autres entreprises de transport de gaz		
Great Lakes	**14**	17
Iroquois	**4**	8
PipeLines LP	**4**	4
Portland	**6**	6
Ventures LP	**3**	3
TQM	**2**	2
CrossAlta	**5**	1
TransGas	**3**	3
Régions nordiques	**(1)**	(1)
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	**(7)**	(6)
	33	37
Gain lié à PipeLines LP	**48**	-
	81	37
Bénéfice net	**211**	149

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

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Au premier trimestre de 2005, le bénéfice net du réseau principal au Canada s'est établi à 63 millions de dollars, soit 1 million de dollars de moins que le chiffre inscrit pour le même trimestre en 2004. Ce recul découle principalement de la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires déterminé par l'Office national de l'énergie (ONÉ), soit 9,46 % en 2005 comparativement à 9,56 % en 2004, et de la diminution de la base tarifaire moyenne, en partie neutralisée par un rajustement négatif de 2 millions de dollars visant un exercice antérieur et constaté au premier trimestre de 2004. Les droits provisoires et le bénéfice net du réseau principal au Canada en 2005 sont fondés sur une structure du capital qui comprend un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 33 %, dans l'attente de la décision à la suite de l'audience sur la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) qui traite de la structure du capital.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta pour le premier trimestre de 2005, soit 37 millions de dollars, est de 3 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour le même trimestre en 2004. Ce recul provient en grande partie de la base tarifaire inférieure en 2005 ainsi que du taux de rendement inférieur approuvé en 2005. Le bénéfice net de 2005 rend compte du taux de rendement de 9,50 % prescrit par l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta en fonction d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

GTN, dont TransCanada s'est portée acquéreur en novembre 2004, a généré un bénéfice net de 23 millions de dollars au premier trimestre de 2005. Pour cette même période, le bénéfice net du réseau de Foothills a baissé de 1 million de dollars comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent; ce recul s'explique principalement par la base tarifaire moyenne inférieure en 2005.

Données sur l'exploitation

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	Réseau principal au Canada[1]		Réseau de l'Alberta[2]		Réseau de Gas Transmission Northwest[3]	Résaeu de Foothills		Réseau de la C.-B.	
	2005	2004	**2005**	2004	**2005**	**2005**	2004	**2005**	2004
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	**7 910**	8 314	**4 559**	4 762	**n.d.** [3]	**693**	722	**220**	231
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	**767**	723	**1 051**	1 013	**215**	**287**	281	**94**	87
Moyenne quotidienne	**8,5**	7,9	**11,7**	11,1	**2,4**	**3,2**	3,1	**1,1**	1,0

1) Pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 531 milliards de pieds cubes (510 milliards de pieds cubes en 2004), soit une moyenne quotidienne de 5,9 milliards de pieds cubes (5,6 milliards de pieds cubes en 2004).
2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 965 milliards de pieds cubes pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 (950 milliards de pieds cubes en 2004); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,7 milliards de pieds cubes (10,4 milliards de pieds cubes en 2004).
3) TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1er novembre 2004. Le réseau de Gas Transmission Northwest et celui de North Baja sont actuellement exploités en vertu de modèles tarifaires fixes approuvées 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 19 milliards de pieds cubes, soit une moyenne quotidienne de 0,2 milliard de pieds cubes.

Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 81 millions de dollars, comparativement à 37 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2004. Les résultats du premier trimestre de 2005 comprennent un gain de 48 millions de dollars après impôts réalisé à la vente d'une participation d'environ 20 % dans PipeLines LP. Exclusion faite de ce gain, le bénéfice net du trimestre a régressé de 4 millions de dollars contre celui de la période correspondante de 2004. Cette baisse s'explique surtout par le fléchissement du bénéfice d'Iroquois, principalement en raison d'un redressement fiscal positif inscrit au premier trimestre de 2004 et de la diminution du bénéfice de Great Lakes par suite du repli des produits à court terme et de la hausse des frais d'exploitation et d'entretien au premier trimestre de 2005. Les résultats des autres entreprises de transport de gaz ont également subi le contrecoup du fléchissement du dollar américain entre 2004 et 2005. Ces baisses ont été en partie neutralisées par la progression du résultat de CrossAlta en raison des conditions favorables sur le marché du stockage de gaz naturel. Au 31 mars 2005, TransCanada avait capitalisé des coûts de 3 millions pour le projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de Broadwater.

Le 23 mars 2005, TransCanada a vendu de 3,5 millions de parts ordinaires de PipeLines LP pour un produit net d'environ 151 millions de dollars (124 millions de dollars US), ce qui a donné lieu à la constatation d'un gain de 48 millions de dollars après impôts (40 millions de dollars US). En avril 2005, les preneurs fermes ont acheté 74 200 parts ordinaires supplémentaires aux termes de leur option d'acheter jusqu'à concurrence de 525 000 parts supplémentaires selon les mêmes modalités que celles visant les 3,5 millions de parts ordinaires vendues antérieurement. PipeLines LP n'a touché aucun produit de la vente des parts ordinaires. À la suite de cette opération et de l'exercice par les preneurs fermes de leur option, TransCanada détient toujours une participation de 13,4 % dans PipeLines LP représentée par la participation du commandité, soit 2,0 %, ainsi qu'une participation de 11,4 % en tant que commanditaire.

Électricité

Aperçu des résultats – Électricité

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars)	**2005**	2004
Établissements de l'Ouest	**30**	35
Établissements de l'Est	**5**	34
Placement dans Bruce Power	**30**	48
Placement dans S.E.C. Électricité	**9**	10
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	**(25)**	(25)
Bénéfice d'exploitation et autres	**49**	102
Charges financières	**(4)**	(2)
Impôts sur les bénéfices	**(15)**	(35)
Bénéfice net	**30**	65

Le bénéfice net de l'entreprise d'électricité a été de 30 millions de dollars au premier trimestre de 2005, soit 35 millions de dollars de moins que le chiffre de 65 millions de dollars inscrit au premier trimestre de 2004. Ce recul découle surtout de la baisse du bénéfice d'exploitation et autres pour les établissements de l'Est et Bruce Power.

Le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est a régressé de 29 millions de dollars entre le premier trimestre de 2004 et le premier trimestre de 2005. Ce recul découle d'un paiement unique au titre d'une restructuration contractuelle de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) versé par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel et d'une réduction de 12 millions de dollars avant impôts (7 millions de dollars après impôts) du bénéfice en raison de la vente des installations hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004.

Le bénéfice de participation de Bruce Power a baissé de 18 millions de dollars entre le premier trimestre de 2004 et le premier trimestre de 2005. Depuis le 1er mars 2004, Bruce Power exploite six réacteurs plutôt que cinq puisque le troisième réacteur a été remis en exploitation commerciale. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif des troisième et quatrième réacteurs au premier trimestre de 2005 ont réduit l'augmentation de la production totale de la centrale qui aurait découlé de l'ajout d'un sixième réacteur. Les charges d'exploitation de Bruce Power, y compris l'amortissement, ont augmenté pendant la période visée en raison de la remise en exploitation du troisième réacteur. Le recul de 18 millions de dollars du bénéfice de participation de Bruce Power reflète cette hausse des charges d'exploitation, qui est partiellement annulée par l'accroissement de 3 % de la production totale de la centrale et les prix réalisés légèrement supérieurs.

Établissements de l'Ouest

Aperçu des résultats – Établissements de l'Ouest[1)]
Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)	**2005**	2004
Produits		
Ventes d'électricité	**164**	147
Autres[2)]	**11**	7
	175	154
Coûts des marchandises vendues	**(109)**	(90)
Autres coûts et charges	**(31)**	(22)
Amortissement	**(5)**	(7)
Bénéfice d'exploitation et autres	**30**	35

1) Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.
2) Comprend Cancarb Thermax, éliminations intersectorielles et divers.

Volume des ventes – Établissements de l'Ouest[1)]

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en GWh)	**2005**	2004
Production c. achats		
Production	**636**	362
Achats		
CAE de Sundance A et B	**1 831**	1 812
Autres achats[2)]	**731**	702
	3 198	2 876
Contrats c. marché au comptant		
Contrats	**2 685**	2 678
Marché au comptant	**513**	198
	3 198	2 876

1) Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.
2) Comprend les volumes des CAE de Sheerness.

Le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Ouest s'est élevé à 30 millions de dollars au premier trimestre de 2005, alors qu'il était de 35 millions pour la même période en 2004. Ce recul de 5 millions de dollars provient avant tout des marges réduites au premier trimestre de 2005 résultant de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats. La baisse des coûts thermiques sur le marché est attribuable aux prix de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta, qui ont baissé en moyenne d'environ 3 $ par mégawatt-heure (MWh) et aux prix moyens pour le gaz naturel qui ont augmenté légèrement entre le premier trimestre de 2004 et de celui 2005. Une grande partie de l'électricité produite par les établissements de l'Ouest est vendue en vertu de contrats à long terme pour atténuer le risque lié aux prix. Un certain volume n'est délibérément pas vendu en vertu de contrats à long terme pour aider l'entreprise d'électricité à gérer l'ensemble de ses centrales. Cette méthode de gestion permet de réduire au minimum les coûts si TransCanada était obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels.

Les produits des établissements de l'Ouest ont progressé durant le premier trimestre de 2005, principalement en raison de la mise en exploitation des installations de MacKay River vers le milieu de 2004 et de la hausse des produits découlant des conventions d'achat d'électricité (CAE) de Sundance, annulées partiellement par la vente de la centrale de ManChief à S.E.C. Électricité en avril 2004. Le volume d'électricité produite durant le premier trimestre de 2005 a augmenté de 274 gigawatts-heure (GWh) à 636 GWh, une hausse provenant principalement de la mise en exploitation de la centrale de MacKay River. La baisse des volumes résultant des arrêts pour entretien correctif à la centrale de cogénération de Bear Creek pendant le premier trimestre de 2005 et la vente de la centrale de ManChief ont en partie annulé cette augmentation. Les produits et le coût des marchandises vendues liés aux CAE de Sundance A et B se sont accrus en 2005, et ce, principalement en raison de la capacité disponible supérieure des centrales et de la majoration des prix de l'électricité en vertu des CAE. Les autres coûts et charges ont progressé en 2005, surtout en raison des frais d'exploitation liés à la centrale de MacKay River. Au premier trimestre de 2005, l'amortissement a reculé compte tenu de la vente de la centrale de ManChief, mais cette baisse a été en partie neutralisée par la mise en exploitation de la centrale de MacKay River. Pour la période visée, environ 16 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 7 % en 2004. Afin de réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les établissements de

l'Ouest ont conclu, en date du 31 mars 2005, des contrats à prix fixe pour la vente à terme de 7 200 GWh d'électricité pour le reste de 2005 et de 7 400 GWh d'électricité en 2006.

Établissements de l'Est

Aperçu des résultats – Établissements de l'Est[1)]
Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)	**2005**	2004
Produits		
Ventes d'électricité	**114**	146
Autres	**-**	1
	114	147
Coûts des marchandises vendues	**(51)**	(76)
Autres coûts et charges	**(54)**	(30)
Amortissement	**(4)**	(7)
Bénéfice d'exploitation et autres	**5**	34

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

Volume des ventes – Établissements de l'Est[1)]
Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en GWh)	**2005**	2004
Production c. achats		
Production	**444**	377
Achats	**811**	1 234
	1 255	1 611
Contrats c. marché au comptant		
Contrats	**1 189**	1 544
Marché au comptant	**66**	67
	1 255	1 611

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

Le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est a régressé de 29 millions de dollars, passant de 34 millions de dollars au premier trimestre de 2004 à 5 millions de dollars en 2005. Ce recul découle principalement d'un paiement au titre d'une restructuration contractuelle de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) versé par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel et d'une réduction du bénéfice de 12 millions de dollars avant impôts (7 millions de dollars après impôts) à la suite de la vente des installations hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004. Ces diminutions ont été en partie annulées par le bénéfice produit par la centrale de cogénération de Grandview, au Nouveau-Brunswick, qui a été mise en service en janvier 2005. En outre, TransCanada a atténué l'incidence de la hausse du coût du gaz combustible pour OSP au premier trimestre de 2005.

Durant le premier trimestre de 2005, OSP a conclu des négociations avec deux fournisseurs canadiens de gaz naturel et mis fin aux contrats d'achat de 20 ans qui devaient arriver à échéance en 2011. Les prix aux termes des contrats d'achat résiliés avaient fait l'objet de nombreux arbitrages depuis la fin de 2001. Le dernier arbitrage en août 2004 avait fait augmenter considérablement le coût du gaz naturel payé par OSP, qui était devenu supérieur au prix du marché. De nouveaux contrats ont été conclus avec les fournisseurs de gaz naturel existants. Ces contrats entrent en vigueur en mars 2005 et arrivent à échéance en octobre 2008. Ils prévoient un

mécanisme d'établissement des prix en fonction du marché qui n'est pas assujetti à des arbitrages futurs. Aux termes des nouveaux contrats, des paiements de 16 millions de dollars ont été versés aux fournisseurs de gaz naturel. Cette restructuration contractuelle a eu des incidences positives pour OSP, et la direction a déterminé, en fonction de la conjoncture du marché, qu'il n'y a aucune réduction de valeur des actifs.

Les volumes produits au premier trimestre de 2005 se sont accrus de 67 GWh, passant de 377 GWh en 2004 à 444 GWh, et ce principalement en raison de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview le 1er janvier 2005. Cette hausse est en partie annulée par la réduction des volumes liés à la vente de la centrale hydroélectrique de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004 et par la production inférieure de l'installation d'OSP. Les volumes des ventes visés par des achats et des contrats ainsi que les produits et le coût des marchandises vendues connexes ont diminué d'un exercice à l'autre surtout en raison de l'échéance des contrats à long terme en vigueur à la fin de 2004. Les autres coûts et charges se sont accrus de 24 millions de dollars, principalement du fait du règlement conclu par OSP avec ses fournisseurs de gaz combustible et de la hausse du coût du gaz combustible. La vente de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004 a fait baisser l'amortissement au premier trimestre de 2005, comparativement à celui de la même période en 2004.

Pour la période visée, environ 5 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 4 % en 2004. Les activités des établissements de l'Est consistent principalement à vendre la majorité de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations, d'achat d'électricité en gros et d'achat d'électricité produite par la centrale de Castleton appartenant à S.E.C. Électricité. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant, les établissements de l'Est ont conclu, au 31 mars 2005, des contrats à terme de vente à prix fixe pour 3 600 GWh d'électricité pour le reste de 2005 et pour 2 800 GWh d'électricité en 2006. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Participation dans Bruce Power

Aperçu des résultats – Bruce Power
Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)	**2005**	2004
Bruce Power (base de 100 %)		
Produits	**418**	399
Charges d'exploitation		
Coûts au comptant (matériaux, main-d'œuvre, services et combustible)	**(265)**	(219)
Coûts hors caisse (épuisement et amortissement)	**(48)**	(31)
	(313)	(250)
Bénéfice d'exploitation	**105**	149
Charges financières	**(17)**	(18)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	**88**	131
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	**28**	41
Rajustements	**2**	7
Bénéfice de TransCanada provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	**30**	48

Le bénéfice de participation de Bruce Power a baissé de 18 millions de dollars entre le premier trimestre de 2004 et le premier trimestre de 2005. Depuis le 1er mars 2004, Bruce Power exploite six réacteurs plutôt que cinq puisque le troisième réacteur a été remis en exploitation commerciale. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif des troisième et quatrième réacteurs au premier trimestre de 2005 ont réduit l'augmentation de la production totale de la centrale qui aurait découlé de l'ajout d'un sixième réacteur. Les charges d'exploitation de Bruce Power, y compris l'amortissement, ont augmenté pendant la période visée en raison de la remise en exploitation du troisième réacteur. Le recul de 18 millions de dollars du bénéfice de participation de Bruce Power reflète cette hausse des charges d'exploitation, qui est partiellement annulée par l'accroissement de 3 % de la production totale de la centrale et les prix réalisés légèrement supérieurs.

Au premier trimestre de 2005, la part de la production d'électricité de Bruce Power revenant à TransCanada s'est élevée à 2 598 GWh, alors qu'elle avait été de 2 530 GWh au premier trimestre de 2004. Cette hausse reflète avant tout la production supérieure en 2005, compte tenu de la réduction des arrêts d'exploitation pour entretien correctif au premier trimestre de 2005 comparativement au premier trimestre de 2004. Durant le premier trimestre de 2005, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 79 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif mineur ont été de 17 jours-réacteur. Durant le premier trimestre de 2004, il y a eu pour Bruce Power 49 jours-réacteur d'arrêts d'exploitation pour entretien correctif, et le troisième réacteur a été hors exploitation pendant 60 jours pour effectuer les premiers travaux de redémarrage. La capacité disponible moyenne des réacteurs de Bruce s'est établie à 81 % au premier trimestre de 2005, alors qu'elle avait été de 80 % durant la même période en 2004. L'arrêt d'exploitation pour entretien préventif du troisième réacteur a débuté le 8 janvier 2005 et ce réacteur a été remis en service le 8 mars 2005. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif semblable du quatrième réacteur a débuté le 12 mars 2005 et devrait durer environ deux mois.

Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le premier trimestre de 2005 ont été d'environ 50 $ le MWh, comparativement à environ 49 $ le MWh au premier trimestre de 2004. Environ 50 % de la production disponible ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le premier trimestre de 2005, 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 31 $ par MWh au premier trimestre de 2004 à 38 $ par MWh au premier trimestre de 2005. Cette hausse s'explique principalement par l'accroissement des coûts liés aux arrêts d'exploitation pour entretien préventif des troisième et quatrième réacteurs. La hausse des charges d'exploitation totales s'explique aussi par les dépenses supérieures au premier trimestre de 2005 en ce qui a trait au personnel et aux frais de location, compte tenu de l'exploitation de six réacteurs. En outre, l'achèvement des travaux de redémarrage du troisième réacteur a fait augmenter l'amortissement et baisser la capitalisation des coûts de main-d'œuvre et d'autres coûts internes pendant la période visée.

Les rajustements à la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice avant impôts de Bruce Power pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2004, et ce, principalement en raison du fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés au moment de la remise en service du troisième réacteur ainsi que de l'amortissement inférieur de l'écart de première consolidation relativement à la juste valeur des contrats de vente en vigueur au moment de l'acquisition.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant ainsi que de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 40 % de sa production prévue pour le reste de 2005.

Le 15 avril 2005, un transformateur situé à l'extérieur de la centrale de Bruce Power a pris feu, ce qui a provoqué un incendie au sixième réacteur hors service. De l'huile minérale biodégradable s'est répandue dans le lac Huron, mais le nettoyage de ce déversement est presque terminé. Le sixième réacteur devrait être remis en service vers la fin du mois de mai, et le coût de remplacement du transformateur endommagé ne devrait pas être important. La capacité disponible de Bruce Power en 2005 devrait s'établir à 83 %, comparativement au chiffre de 85 % antérieurement déclaré, et ce, principalement en raison de cet arrêt d'exploitation pour entretien correctif.

En mars 2005, un accord préliminaire a été conclu avec le négociateur de la province de l'Ontario au sujet du redémarrage possible des premier et deuxième réacteurs de Bruce Power. Les détails de l'accord, qui a été approuvé en principe par les conseils d'administration des principaux associés de Bruce Power, sont maintenant à l'étude par le gouvernement de l'Ontario.

Participation dans S.E.C. Électricité

Au premier trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation et autres provenant de S.E.C. Électricité s'est élevé à 9 millions de dollars, soit 1 million de dollars de moins que le chiffre de 10 millions de dollars inscrit au premier trimestre de 2004. Ce repli s'explique avant tout par la participation réduite de TransCanada dans S.E.C. Électricité (30,6 % comparativement à 35,6 % au premier trimestre de 2004) et par la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de tous les gains antérieurement reportés résultant de la suppression de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité. Avant la suppression de la condition de rachat, TransCanada constatait dans les résultats l'amortissement de ces gains reportés sur une période allant jusqu'en 2017. 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 annule en partie ces réductions.

Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers

Les frais généraux, administratifs et de soutien et les frais divers se sont établis à 25 millions de dollars au premier trimestre de 2005, soit un montant comparable à celui inscrit pour la même période en 2004.

Volume des ventes d'électricité et capacité disponible des centrales

Volumes des ventes d'électricité

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en GWh)	**2005**	2004
Établissements de l'Ouest[1)]	**3 198**	2 876
Établissements de l'Est[1)]	**1 255**	1 611
Participation dans Bruce Power[2)]	**2 598**	2 530
Participation dans S.E.C. Électricité[1) 3)]	**697**	572
Total	**7 748**	7 589

1) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.
2) Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power.
3) TransCanada assure l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité. Les volumes dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales [1)]

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	**2005**	2004
Établissements de l'Ouest [2)]	**93 %**	99 %
Établissements de l'Est [2)]	**85 %**	98 %
Participation dans Bruce Power [3)]	**81 %**	80 %
Participation dans S.E.C. Électricité [2)]	**99 %**	99 %
Toutes les centrales à l'exclusion du placement dans Bruce Power	**91 %**	89 %
Toutes les centrales	**87 %**	85 %

1) La capacité disponible 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 la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.
3) Le troisième réacteur est inclus depuis le 1er mars 2004.

Vers la fin de février 2005, OSP a subi un arrêt d'exploitation pour entretien correctif qui a touché 50 % de la capacité d'exploitation de l'installation. Cet arrêt d'exploitation devrait se prolonger jusqu'au troisième trimestre de 2005, mais il ne devrait pas avoir d'incidence marquée sur le bénéfice d'exploitation des établissements de l'Est.

Siège social

Pour les trimestres terminés les 31 mars 2005 et 2004, les charges nettes se sont élevées respectivement à 9 millions de dollars et à néant. Les charges nettes se sont accrues de 9 millions de dollars, principalement en raison de la hausse des intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt émis en 2004 ainsi que des remboursements d'impôts sur les bénéfices et de l'intérêt connexe reçus au premier trimestre de 2004. Ces variations négatives ont été en partie annulées par certains rajustements fiscaux positifs inscrits en 2005.

Liquidités et ressources en capital

Flux de trésorerie liés à l'exploitation

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 407 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, alors qu'ils avaient été de 415 millions de dollars pour la même période en 2004.

TransCanada estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2004.

Activités d'investissement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, les dépenses en immobilisations ont totalisé 108 millions de dollars (101 millions de dollars en 2004). Elles se rapportaient principalement à la construction de nouvelles centrales électriques, à l'entretien et à la capacité des gazoducs de l'entreprise de transport de gaz.

Activités de financement

TransCanada a remboursé des emprunts à long terme de 321 millions de dollars durant la période de trois mois terminée le 31 mars 2005. En janvier 2005, la société a émis pour 300 millions de dollars d'effets à moyen terme échéant en 2017 et comportant un taux d'intérêt de 5,10 %. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, l'encours des effets à payer a augmenté de 244 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 438 millions de dollars.

Dividendes

Le 29 avril 2005, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2005, un dividende trimestriel de 0,305 $ par action ordinaire en circulation. Il s'agit du 166e dividende trimestriel consécutif versé par TransCanada et sa filiale sur les actions ordinaires. Le dividende est payable le 29 juillet 2005 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2005.

Obligations contractuelles

Les obligations d'achat de produits de base de l'entreprise d'électricité énoncées dans le rapport de gestion du rapport annuel 2004 de TransCanada s'établissent comme suit : 429 millions de dollars en 2005, 255 millions de dollars en 2006, 259 millions de dollars en 2007, 266 millions de dollars en 2008, 277 millions de dollars en 2009 et 2 658 millions de dollars en 2010 et par la suite. Principalement en raison des nouveaux contrats conclus au premier trimestre de 2005, les obligations d'achat de produits de base de l'entreprise d'électricité sont actuellement évaluées comme suit : 583 millions de dollars pour le reste de 2005, 653 millions de dollars en 2006, 627 millions de dollars en 2007, 550 millions de dollars en 2008, 273 millions de dollars en 2009 et 2 648 millions de dollars en 2010 et par la suite. Il n'y a eu aucun autre changement important dans

les obligations contractuelles de TransCanada depuis le 31 décembre 2004, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, consulter de rapport de gestion de TransCanada dans le rapport annuel 2004 de TransCanada.

Instruments financiers et autres instruments

Les changements importants dans les instruments de gestion des risques et dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour gérer le risque lié à l'ensemble de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 31 mars 2005 et au 31 décembre 2004.

Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)		**31 mars 2005** (non vérifié)	31 décembre 2004
	Traitement comptable	**Juste valeur**	Juste valeur
Électricité – swaps			
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	**(35)**	7
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**2**	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	**(24)**	(39)
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**(5)**	(2)
Contrats de rendement thermique			
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	**-**	(1)

Volumes de référence **31 mars 2005** (non vérifié)		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi^3)	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps					
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	**1 752**	**7 237**	**-**	**-**
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**330**	**-**	**-**	**-**
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	**-**	**-**	**78**	**74**
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**-**	**-**	**3**	**6**
Contrats de rendement thermique					
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	**-**	**76**	**-**	**-**

Volumes de référence 31 décembre 2004		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi^3)	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	80	84
	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique	Éléments de couverture	-	229	2	-

Gestion des risques

Pour ce qui est des activités poursuivies, les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TransCanada est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Contrôles et procédés

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TransCanada, notamment, au premier chef, le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédés de

communication de l'information de la société. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de TransCanada de conclure que les contrôles et procédés de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre à l'étude, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière de TransCanada.

Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TransCanada, qui n'a pas été modifiée depuis le 31 décembre 2004, concerne le fait que le mode de comptabilisation de ses activités réglementées est prescrit par la réglementation. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur cette convention comptable d'importance critique.

Estimations comptables d'importance critique

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Depuis le 31 décembre 2004, l'estimation comptable d'importance critique de TransCanada demeure la dotation aux amortissements. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

Modification comptable

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1er janvier 2005, la société a adopté les dispositions modifiées du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur la classement de certains instruments financiers qui intègrent des obligations pouvant être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TransCanada a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, composante inscrite maintenant sous la dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour le premier trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés[1)]	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	
Total du passif et des capitaux propres	(670)
	-

1) Report réglementaire

Perspectives

En 2005, la société prévoit que le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz sera supérieur aux prévisions initiales en raison du gain lié à vente des parts de PipeLines LP. Cette incidence mise à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

En 2005 TransCanada continuera d'orienter ses énergies vers les occasions de croissance à long terme qui lui permettront de raffermir son rendement financier et de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Grâce à son bénéfice net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son bilan solide, la société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz et l'électricité.

Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's Investors Service (Moody's) et Standard & Poor's ont accordées aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de TransCanada PipeLines Limited sont actuellement A, A2 et A-, respectivement. DBRS et Moody's continuent de considérer les perspectives d'avenir comme étant stables, et Standard & Poor's comme étant négatives.

Autres faits nouveaux

Transport de gaz

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau principal au Canada

En novembre 2004, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a présenté à l'ONÉ une demande de révision et de modification de sa décision au sujet de la demande tarifaire de 2004 en ce qui a trait à trois points :

- le service de transport garanti non renouvelable (« FT-NR »);
- les mesures de rémunération incitatives à long terme;
- les coûts liés à la réglementation et les frais juridiques.

Le 18 février 2005, l'ONÉ a décidé de revoir sa décision au sujet des droits pour le service FT-NR, de ne pas revoir sa décision au sujet des coûts réglementaires et juridiques contestés et, à la demande de l'ACPP, l'ONÉ a reporté l'examen de la possibilité de revoir sa décision au sujet des

mesures de rémunération incitatives à long terme. Le 13 avril 2005, l'ACPP a déposé un avis auprès de l'ONÉ visant le retrait de la partie de sa demande traitant des mesures de rémunération incitatives à long terme. Vers la fin d'avril 2005, l'ONÉ a entendu les témoignages de vive voix à Calgary dans le cadre de l'examen des droits pour le service FT-NR.

En mars 2005, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande d'approbation d'un règlement négocié au sujet de la tarification de 2005 pour le réseau principal au Canada. Aux termes du règlement, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont établis à 169,5 millions de dollars, toute variation entre ces coûts réels en 2005 et ceux convenus dans le règlement étant imputable à TransCanada. La majorité des autres éléments de coûts dans les besoins en produits de 2005 seront comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. De plus, le taux de rendement sur les capitaux propres est établi à 9,46 % et le ratio de l'avoir réputé des actionnaires compris dans la structure du capital du Canada en 2005 sera fondé sur la décision de l'ONÉ au sujet du coût du capital du réseau principal au Canada pour 2004, sous réserve du dénouement de toute demande d'examen ou d'appel. Le 7 avril 2005, l'ONÉ a approuvé la demande déposée par TransCanada au sujet d'un règlement négocié pour la tarification du réseau principal au Canada en 2005.

Réseau de l'Alberta

Le 10 mars 2005, TransCanada a conclu un règlement avec les expéditeurs et autres intéressés au sujet des besoins en produits annuels pour le réseau de l'Alberta en 2005, 2006 et 2007. Le règlement comprend tous les éléments des besoins en produits du réseau de l'Alberta, y compris les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le taux de rendement sur les capitaux propres, l'amortissement, les impôts sur les bénéfices et les taxes municipales.

Aux termes du règlement pour le réseau de l'Alberta, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont établis à 193 millions de dollars pour 2005, à 201 millions de dollars pour 2006 et à 207 millions de dollars pour 2007. Toute variation entre ces coûts réels et ceux convenus dans le règlement pour une année donnée reviendra à TransCanada. La majorité des autres éléments de coûts dans les besoins en produits de 2005, 2006 et 2007 seront comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. Le taux de rendement sur les capitaux propres sera calculé annuellement pendant la durée du règlement à l'aide de la formule de l'EUB aux fins du calcul du taux de rendement général annuel pour les services publics en l'Alberta en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %. En 2005, le taux de rendement sur les capitaux propres prévu par la formule de l'EUB est de 9,50 %. L'amortissement sera déterminé à l'aide des taux et méthodes d'amortissement que la société a proposés à l'EUB dans sa demande tarifaire générale de 2004.

Le 21 mars 2005, TransCanada a présenté à l'EUB une demande d'approbation du règlement pour le réseau de l'Alberta pour la période allant de 2005 à 2007. Lorsque l'EUB aura approuvé le règlement, TransCanada entend retirer la requête présentée à la Cour d'appel de l'Alberta en septembre 2004 sollicitant l'autorisation de porter en appel la décision au sujet de la première phase de la demande tarifaire de 2004, qui refuse la déduction du coût des mesures de rémunération incitatives demandée.

TransCanada continuera d'appliquer les tarifs provisoires de 2005 pour le service de transport sur le réseau de l'Alberta. Les tarifs provisoires, approuvés par l'EUB en décembre 2004, demeureront en vigueur jusqu'à ce que les tarifs définitifs soient déterminés au cours de la deuxième phase de l'audience sur la demande tarifaire générale de 2005 pour le réseau de l'Alberta. La deuxième phase de l'audience examinera la ventilation des coûts entre les services de transport et la tarification. TransCanada a déposé cette demande auprès de l'EUB le 15 avril 2005.

Autres entreprises de transport de gaz

Mise en valeur des régions nordiques

En mars 2005, Foothills Pipe Lines Ltd., filiale en propriété exclusive de TransCanada, a signé un protocole sur les connaissances traditionnelles (protocole) avec la nation Kaska. Le protocole définit les paramètres d'intégration des connaissances traditionnelles des Kaska à la planification, à la construction et à l'exploitation du gazoduc de la route de l'Alaska.

Électricité

USGen New England, Inc.

Le 1er avril 2005, TransCanada a réalisé l'acquisition d'actifs de production d'énergie hydroélectrique auprès d'USGen New England, Inc. ayant une capacité de production totale de 567 mégawatts (MW) au prix de 505 millions de dollars US au comptant, sous réserve des rajustements de clôture précis.

Il existait une entente entre la ville de Rockingham (la ville) et USGen qui donnait à la ville l'option d'acheter la centrale de Bellows Falls, d'une puissance de 49 MW, au prix de 72 millions de dollars US. L'option a été exercée en décembre 2004 et ses droits ont été cédés à Vermont Hydroelectric Power Authority (Vermont Hydroelectric). TransCanada a pris cette obligation en charge et vendra par conséquent la centrale de Bellows Falls à Vermont Hydroelectric au prix de 72 millions de dollars US. L'opération devrait être réalisée d'ici la fin du deuxième trimestre de 2005, après l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation et la satisfaction de certaines conditions prévues dans la convention d'option. Une fois la vente de la centrale de Bellows Falls réalisée, TransCanada possédera 12 barrages et 36 génératrices hydroélectriques sur deux cours d'eau en Nouvelle-Angleterre : le réseau du fleuve Connecticut, dans les États du New Hampshire et du Vermont, d'une capacité de 433 MW et celui de la rivière Deerfield, dans les États du Massachusetts et du Vermont, d'une capacité de 84 MW.

Autres

En avril 2005, Gas Transmission Northwest Corporation a avisé les porteurs de ses débentures non garanties de premier rang 7,80 % de 150 millions de dollars US (débentures) qu'elle exercerait son droit de rembourser toutes les débentures en circulation le 1er juin 2005. Les détenteurs des débentures auront le droit de recevoir 1 069,36 $ US par tranche de 1 000 $ US de capital détenue. Ce montant comprend 30,36 $ US représentant la prime de remboursement et 39,00 $ US représentant l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Renseignements sur les actions

Au 31 mars 2005, TransCanada avait 485 550 517 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait en cours 10 383 599 options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 7 956 022 options pouvaient être exercées au 31 mars 2005.

Principales données financières trimestrielles consolidées[1)]

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2005**	2004				2003		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	**1 305**	1 407	1 247	1 278	1 266	1 319	1 391	1 311
Bénéfice net								
Activités poursuivies	**232**	185	193	388	214	193	198	202
Activités abandonnées	**-**	-	52	-	-	-	50	-
	232	185	245	388	214	193	248	202
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base								
Activités poursuivies	**0,48 $**	0,38 $	0,40 $	0,80 $	0,44 $	0,40 $	0,41 $	0,42 $
Activités abandonnées	**-**	-	0,11	-	-	-	0,10	-
	0,48 $	0,38 $	0,51 $	0,80 $	0,44 $	0,40 $	0,51 $	0,42 $
Bénéfice net par action – dilué								
Activités poursuivies	**0,48 $**	0,38 $	0,39 $	0,80 $	0,44 $	0,40 $	0,41 $	0,42 $
Activités abandonnées	**-**	-	0,11	-	-	-	0,10	-
	0,48 $	0,38 $	0,50 $	0,80 $	0,44 $	0,40 $	0,51 $	0,42 $
Dividende déclaré par action ordinaire	**0,305 $**	0,29 $	0,29 $	0,29 $	0,29 $	0,27 $	0,27 $	0,27 $

1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. On trouve aux notes 1 et 21 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2004 de TransCanada faisant partie du rapport annuel 2004 de TransCanada des renseignements détaillés influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

L'entreprise de transport de gaz est principalement constituée des placements de la société dans des gazoducs réglementés, et ses produits et son bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs et en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité est constituée principalement des placements de la société dans des centrales électriques, et ses produits et son résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif ainsi que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2003 comprenait un montant après impôts de 19 millions de dollars au titre d'un gain découlant d'un règlement conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie qui avait manqué à ses engagements en vertu de contrats à terme d'électricité.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars qui revient à TransCanada en raison d'un rajustement favorable des économies d'impôts futurs constatées par TransGas.
- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant d'environ 12 millions de dollars.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars après impôts liés à S.E.C. Électricité, dont 132 millions de dollars avaient été reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017.
- Au troisième trimestre de 2004, les décisions rendues par l'EUB sur les coûts du capital généraux et la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 ont entraîné une baisse du résultat du réseau de l'Alberta comparativement aux trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un rajustement de 12 millions de dollars après impôts lié à l'annulation de provisions pour la restructuration établies préalablement et à la constatation de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital.
- Au quatrième trimestre de 2004, TransCanada a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté un résultat net de 14 millions de dollars à partir de la date d'acquisition, soit le 1er novembre 2004. L'entreprise d'électricité a bénéficié de 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 et visant les établissements de l'Est.

- Le résultat net du premier trimestre de 2005 comprend des gains de 48 millions de dollars après impôts liés à la vente de parts de PipeLines LP. Les résultats de l'entreprise d'électricité comprennent des coûts de 10 millions de dollars après impôts pour la restructuration par OSP de contrats d'approvisionnements en gaz naturel. De plus, le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de l'accroissement des charges d'exploitation attribuable à l'exploitation de six réacteurs.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport trimestriel contient des énoncés prospectifs qui sont assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces informations 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 produiront 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.

États consolidés des résultats

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2005**	2004
Produits	**1 305**	1 266
Charges d'exploitation		
Coût des marchandises vendues	**160**	166
Autres coûts et charges	**424**	368
Amortissement	**250**	232
	834	766
Bénéfice d'exploitation	**471**	500
Autres charges (produits)		
Charges financières	**207**	207
Charges financières des coentreprises	**16**	14
Bénéfice de participation	**(41)**	(58)
Intérêts créditeurs et autres produits	**(24)**	(15)
Gains liés à PipeLines LP	**(80)**	-
	78	148
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	**393**	352
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	**161**	103
Futurs	**(12)**	23
	149	126
Part des actionnaires sans contrôle		
Dividendes sur les actions privilégiées	**6**	6
Autres	**6**	6
	12	12
Bénéfice net	**232**	214
Bénéfice net par action – de base et dilué	**0,48 $**	0,44 $
Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)	**485,2**	483,4
Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)	**487,9**	486,1

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars)	**2005**	2004
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	**232**	214
Amortissement	**250**	232
Gain lié à PipeLines LP, déduction faite des impôts exigibles (note 5)	**(30)**	-
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	**(34)**	(51)
Capitalisation des régimes de retraite en sus des charges	**(7)**	(12)
Impôts futurs	**(12)**	23
Part des actionnaires sans contrôle	**12**	12
Autres	**(4)**	(3)
Fonds provenant de l'exploitation	**407**	415
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	**(46)**	(42)
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	**361**	373
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités abandonnées	**4**	(2)
	365	371
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(108)**	(101)
Cession d'actifs	**151**	-
Montants reportés et autres	**(58)**	(47)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(15)**	(148)
Activités de financement		
Dividendes	**(146)**	(140)
Effets à payer émis (remboursés), montant net	**244**	(229)
Dette à long terme émise	**300**	665
Réduction de la dette à long terme	**(321)**	(476)
Dette sans recours émise par les coentreprises	**5**	6
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	**(7)**	(9)
Actions ordinaires émises	**11**	13
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	**86**	(170)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	**2**	4
Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	**438**	57
Encaisse et placements à court terme Au début de la période	**188**	338
Encaisse et placements à court terme À la fin de la période	**626**	395
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie		
Impôts sur les bénéfices payés	**192**	161
Intérêts payés	**190**	172

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	**31 mars 2005** (non vérifié)	31 décembre 2004
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	**626**	188
Débiteurs	**539**	627
Stocks	**170**	174
Autres	**142**	120
	1 477	1 109
Placements à long terme	**833**	840
Immobilisations corporelles	**18 594**	18 704
Autres éléments d'actif	**1 526**	1 459
	22 430	22 112
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Effets à payer	**790**	546
Créditeurs	**1 039**	1 135
Intérêts courus	**234**	214
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	**773**	766
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	**81**	83
	2 917	2 744
Montants reportés	**848**	783
Dette à long terme	**9 703**	9 713
Impôts futurs	**491**	509
Dette sans recours des coentreprises	**779**	779
Titres privilégiés	**556**	554
	15 294	15 082
Part des actionnaires sans contrôle		
Actions privilégiées d'une filiale	**389**	389
Autres	**81**	76
	470	465
Capitaux propres		
Actions ordinaires	**4 722**	4 711
Surplus d'apport	**271**	270
Bénéfices non répartis	**1 739**	1 655
Écart de conversion	**(66)**	(71)
	6 666	6 565
	22 430	22 112

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des bénéfices non répartis

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars)	**2005**	2004
Solde au début de la période	**1 655**	1 185
Bénéfice net	**232**	214
Dividende sur les actions ordinaires	**(148)**	(140)
	1 739	1 259

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers annuels de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, sauf pour ce qui est indiqué ci-après. Les présents états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers annuels compris dans le rapport annuel 2004 de TransCanada. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de la période à l'étude.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société.

2. Modification comptable

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1er janvier 2005, la société a adopté les dispositions modifiées du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur la classement de certains instruments financiers qui intègrent des obligations pouvant être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TransCanada a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, composante inscrite maintenant sous la dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour le premier trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés[1)]	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	
Total du passif et capitaux propres	(670)
	-

1) Report réglementaire

3. Information sectorielle

	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié - en millions de dollars)	**2005**	2004	**2005**	2004	**2005**	2004	**2005**	2004
Produits	**995**	949	**310**	317	**-**	-	**1 305**	1 266
Coûts des marchandises vendues	**-**	-	**(160)**	(166)	**-**	-	**(160)**	(166)
Autres coûts et charges	**(306)**	(285)	**(116)**	(81)	**(2)**	(2)	**(424)**	(368)
Amortissement	**(232)**	(212)	**(18)**	(20)	**-**	-	**(250)**	(232)
Bénéfice (perte) d'exploitation	**457**	452	**16**	50	**(2)**	(2)	**471**	500
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	**(187)**	(196)	**(2)**	(2)	**(30)**	(21)	**(219)**	(219)
Charges financières des coentreprises	**(14)**	(14)	**(2)**	-	**-**	-	**(16)**	(14)
Bénéfice de participation	**11**	10	**30**	48	**-**	-	**41**	58
Intérêts créditeurs et autres produits	**14**	3	**3**	4	**7**	8	**24**	15
Gain lié à PipeLines LP	**80**	-	**-**	-	**-**	-	**80**	-
Impôts sur les bénéfices	**(150)**	(106)	**(15)**	(35)	**16**	15	**(149)**	(126)
Bénéfice net	**211**	149	**30**	65	**(9)**	-	**232**	214

Total de l'actif

(en millions de dollars)	**31 mars 2005** (non vérifié)	31 décembre 2004
Transport de gaz	**18 144**	18 410
Électricité	**2 915**	2 802
Siège social	**1 367**	893
Activités poursuivies	**22 426**	22 105
Activités abandonnées	**4**	7
	22 430	22 112

4. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments de gestion des risques et dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

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

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 31 mars 2005 et au 31 décembre 2004.

Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)		**31 mars 2005** (non vérifié)	31 décembre 2004
	Traitement comptable	**Juste valeur**	Juste valeur
Électricité – swaps			
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	**(35)**	7
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**2**	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	**(24)**	(39)
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**(5)**	(2)
Contrats de rendement thermique			
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	**-**	(1)

Volumes de référence
31 mars 2005
(non vérifié)

		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi^3)	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps					
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	**1 752**	**7 237**	**-**	**-**
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**330**	**-**	**-**	**-**
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	**-**	**-**	**78**	**74**
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	**-**	**-**	**3**	**6**
Contrats de rendement thermique					
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	**-**	**76**	**-**	**-**

Volumes de référence
31 décembre 2004

		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi^3)	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	80	84
	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique	Éléments de couverture	-	229	2	-

5. Cession

En mars 2005, TransCanada a vendu de 3,5 millions de parts ordinaires de TC PipeLines, LP (PipeLines LP) au prix de 37,04 $ US la part, ce qui a donné lieu pour la société à un produit net d'environ 151 millions de dollars et à un gain après impôts d'environ 48 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise de transport de gaz, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 32 millions de dollars, y compris une charge de 50 millions de dollars au titre des impôts exigibles. En avril 2005, les preneurs fermes ont acheté 74 200 parts ordinaires supplémentaires aux termes de leur option d'acheter jusqu'à

concurrence de 525 000 parts supplémentaires selon les mêmes modalités que celles visant les 3,5 millions de parts ordinaires vendues antérieurement. PipeLines LP n'a touché aucun produit de la vente des parts ordinaires. À la suite de cette opération et de l'exercice partiel par les preneurs fermes de leur option, TransCanada détient toujours une participation de 13,4 % dans PipeLines LP représentée par la participation de commandité, soit 2,0 %, ainsi qu'une participation de 11,4 % en tant que commanditaire.

6. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société pour le trimestre terminé le 31 mars se présente comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars	**Régimes de retraite**		**Autres régimes d'avantages sociaux**	
(non vérifié – en millions de dollars)	**2005**	2004	**2005**	2004
Coût des services rendus au cours de la période	**7**	7	**-**	-
Intérêts débiteurs	**16**	14	**1**	1
Rendement prévu des actifs des régimes	**(16)**	(14)	**-**	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	**-**	-	**1**	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	**4**	3	**1**	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	**1**	1	**-**	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	**12**	11	**3**	3

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