

TRANSCANADA PIPELINES – PREMIER TRIMESTRE DE 2006

# Rapport trimestriel

## Rapport de gestion

Daté du 27 avril 2006, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) pour les trois mois terminés le 31 mars 2006. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et du rapport de gestion faisant partie du rapport 2005 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue, sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous TransCanada PipeLines Limited. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le rapport de gestion annuel faisant partie du rapport 2005 de TCPL.

## Résultats d'exploitation

### Résultats consolidés

#### Aperçu des résultats sectoriels

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2006	2005
<b>Transport de gaz</b>		
Exclusion des gains	168	163
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	48
	<b>168</b>	211
<b>Électricité</b>	<b>89</b>	30
<b>Activités non sectorielles</b>	<b>(13)</b>	(9)
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>		
Activités poursuivies <sup>(1)</sup>	244	232
Activités abandonnées	28	-
	<b>272</b>	232
<sup>(1)</sup> Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies se compose de ce qui suit :		
Exclusion des gains	244	184
Gains à la vente de parts de PipeLines LP	-	48
	<b>244</b>	232

Le bénéfice net de TCPL revenant aux porteurs d'actions ordinaires pour le premier trimestre de 2006 s'établit à 272 millions de dollars. Ce chiffre comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars à la suite de règlements reçus au premier trimestre de 2006 dans le cadre de la faillite de Mirant Corporation et de certaines de ses filiales (Mirant) relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TCPL s'est dessaisie en 2001. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires du premier trimestre de 2005 s'était élevé à 232 millions de dollars.

Au premier trimestre de 2006, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies (résultat net) de TCPL s'est chiffré à 244 millions de dollars, soit 12 millions de dollars de plus que les 232 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2005. Cette hausse s'explique principalement par le résultat net beaucoup plus élevé de l'entreprise d'électricité, en partie annulé par le gain de 48 millions de dollars réalisé à la vente de parts de TC PipeLines, LP (PipeLines LP) au premier trimestre de 2005. Exclusion faite de ce gain, le résultat de l'entreprise de transport de gaz et les charges nettes du secteur Siège social ont augmenté en regard du premier trimestre de 2005.

L'accroissement de 59 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité au premier trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, provient surtout de la progression du bénéfice d'exploitation et des produits divers tirés de Bruce Power ainsi que des établissements de l'Ouest et des établissements de l'Est, en partie annulée par l'absence de bénéfice d'exploitation et de produits divers de S.E.C. Électricité à la suite de la vente du placement dans cette dernière au troisième trimestre de 2005.

Compte non tenu du gain à la vente de parts de PipeLines LP au premier trimestre de 2005, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz au premier trimestre de 2006 a été de 5 millions de dollars supérieur au résultat net de GTN, ce qui s'explique par le règlement de 29 millions de dollars (18 millions de dollars après les impôts) conclu avec Mirant, un ancien expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest. Par ailleurs, le résultat net des autres entreprises de transport de gaz de TCPL a augmenté, principalement grâce au résultat net amélioré découlant des activités de stockage de gaz naturel. Ces majorations ont été en partie annulées par le repli du résultat net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta, essentiellement en raison de la baisse du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne au premier trimestre de 2006 par rapport au premier trimestre de 2005.

Pour leur part, les charges nettes du secteur Siège social ont été de 4 millions de dollars supérieures au premier trimestre de 2006 en raison de l'accroissement des intérêts débiteurs.

Les fonds provenant de l'exploitation ont augmenté de 96 millions de dollars par rapport au premier trimestre de 2005 pour totaliser 516 millions de dollars au premier trimestre de 2006.

## **Énoncés prospectifs**

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et hypothèses de TCPL qui reposent sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées. Les énoncés prospectifs portent, notamment, sur le rendement financier, les perspectives commerciales, les stratégies, les faits nouveaux en matière de réglementation, les nouveaux services, les forces du marché, les engagements et les progrès technologiques prévus. De par leur nature, ces énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et à des incertitudes, y compris les risques importants dont le rapport de gestion contenu dans le rapport 2005 de TCPL fait mention sous les rubriques « Transport de gaz – Risques d'entreprise » et « Électricité – Risques d'entreprises », qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés. Les hypothèses importantes sur lesquelles reposent ces énoncés prospectifs sont indiquées dans le présent rapport de gestion sous la rubrique « Perspectives » et dans le rapport de gestion contenu dans le rapport 2005 sous les rubriques « Aperçu et priorités stratégiques », « Transport de gaz – Possibilités et faits nouveaux », « Transport de gaz – Perspectives », « Électricité – Possibilités et faits nouveaux » et « Électricité – Perspectives ». Les lecteurs ne devraient pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, qui sont fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TCPL n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, notamment pour tenir compte de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres faits.

## Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 168 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2006, alors qu'il avait été de 211 millions de dollars pour la période correspondante de 2005.

### Aperçu des résultats de l'entreprise de transport de gaz

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2006	2005
<b>Gazoducs détenus en propriété exclusive</b>		
Réseau principal au Canada	59	63
Réseau de l'Alberta	33	37
GTN	32	23
Réseau de Foothills	5	5
Réseau de la Colombie-Britannique	2	2
	<b>131</b>	<b>130</b>
<b>Autres entreprises de transport de gaz</b>		
Great Lakes	12	14
Iroquois	4	4
PipeLines LP	1	4
Portland	6	6
Ventures LP	3	3
TQM	2	2
CrossAlta et autres installations de stockage de gaz naturel	14	5
TransGas	3	3
Régions nordiques	(1)	(1)
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(7)	(7)
	<b>37</b>	<b>33</b>
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	48
	<b>37</b>	<b>81</b>
Résultat net	<b>168</b>	<b>211</b>

### *Pipelines détenus en propriété exclusive*

Au premier trimestre de 2006, le résultat net du réseau principal au Canada s'est établi à 59 millions de dollars. Il s'agit d'une baisse de 4 millions de dollars contre le premier trimestre de 2005, baisse qui provient surtout de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires établi par l'Office national de l'énergie (ONÉ), soit 8,88 % en 2006 contre 9,46 % en 2005 et de la diminution de la base tarifaire moyenne. Le recul du résultat net attribuable au rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et à la base tarifaire moyenne a été en partie annulé par la majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui passe de 33 % à 36 %, ainsi que l'a déterminé l'ONÉ dans sa décision rendue en avril 2005 au sujet de la demande tarifaire de 2004 pour le réseau principal au Canada (deuxième phase).

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le premier trimestre de 2006, soit 33 millions de dollars, est de 4 millions de dollars inférieur au chiffre de 37 millions de dollars inscrit pour le même trimestre en 2005. Ce recul s'explique avant tout par la base tarifaire diminuée ainsi que le taux de rendement de l'avoir des actionnaires inférieur en 2006 comparativement à 2005. Le résultat net du premier trimestre de 2006 tient compte du taux de rendement de 8,93 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %, contre un taux de rendement de 9,50 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % au premier trimestre de 2005.

À 32 millions de dollars, le résultat net de GTN au premier trimestre de 2006 était de 9 millions de dollars supérieur au résultat net du premier trimestre de 2005, ce qui s'explique surtout par le règlement de 29 millions de dollars (18 millions de dollars après les impôts) au premier trimestre de 2006 conclu avec Mirant, un ancien expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest. Ce gain a été en partie annulé par le recul des produits de transports et l'incidence du fléchissement du dollar US durant le premier trimestre de 2006. De plus, les résultats du premier trimestre de 2005 comprenaient un produit net de 4 millions de dollars provenant de l'amortissement du rajustement de la juste valeur de la dette à long terme faisant partie de la répartition du coût d'acquisition de GTN vers la fin de 2004.

### Données sur l'exploitation

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	Réseau principal au Canada <sup>(1)</sup>		Réseau de l'Alberta <sup>(2)</sup>		Réseau de Gas Transmission Northwest <sup>(3)</sup>		Réseau de Foothills		Réseau de la C.-B.	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 471	7 910	4 319	4 559	s.o.	s.o.	661	693	209	220
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)										
Total	829	767	1 062	1 051	171	215	263	287	82	94
Moyenne quotidienne	9,2	8,5	11,8	11,7	1,9	2,4	2,9	3,2	0,9	1,1

(1) Pour le trimestre terminé le 31 mars 2006, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 584 milliards de pieds cubes (531 milliards de pieds cubes en 2005), soit une moyenne quotidienne de 6,5 milliards de pieds cubes (5,9 milliards de pieds cubes en 2005).

(2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 1 021 milliards de pieds cubes pour le trimestre terminé le 31 mars 2006 (965 milliards de pieds cubes en 2005); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,3 milliards de pieds cubes (10,7 milliards de pieds cubes en 2005).

(3) Le réseau de Gas Transmission Northwest est actuellement exploité conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Par conséquent, les résultats du réseau pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

### Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2006, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 37 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 81 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2005. Les résultats du premier trimestre de 2005 comprenaient un gain de 48 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP. Exclusion faite de ce gain, le résultat net du premier trimestre de 2006 s'est accru de 4 millions de dollars contre la période correspondante de 2005. Cette hausse s'explique surtout par l'augmentation du résultat net de CrossAlta en raison de la capacité accrue et des écarts supérieurs pour le gaz naturel stocké ainsi que de la capacité de stockage de gaz naturel faisant l'objet de contrats auprès de tierces parties en Alberta. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain durant le premier trimestre de 2006 et par le recul du résultat de net de PipeLines LP en raison de la participation inférieure détenue en 2006.

Au 31 mars 2006, TCPL avait consenti des avances de 96 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et la société avait capitalisé des coûts de 21 millions de dollars pour le projet Broadwater ainsi que des coûts de 8 millions de dollars relativement au projet de pipeline Keystone.

## Électricité

### Aperçu des résultats de l'entreprise d'électricité

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2006	2005
Bruce Power	63	30
Établissements de l'Ouest	58	30
Établissements de l'Est	49	5
Placement dans S.E.C. Électricité	-	9
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(25)	(28)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	145	46
Charges financières	(7)	(4)
Intérêts créditeurs et autres produits	2	3
Impôts sur les bénéfices	(51)	(15)
Résultat net	89	30

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a atteint 89 millions de dollars au premier trimestre de 2006. Cet accroissement de 59 millions de dollars comparativement au chiffre de 30 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2005 provient surtout de la progression du bénéfice d'exploitation et des produits divers tirés de Bruce Power ainsi que dans des établissements de l'Ouest et des établissements de l'Est, en partie annulée par l'absence de bénéfice d'exploitation et de produits divers de S.E.C. Électricité à la suite de la vente du placement dans cette dernière au troisième trimestre de 2005.

L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation et aux produits divers s'est accru de 33 millions de dollars au premier trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, et ce, surtout grâce à la hausse des volumes produits, des prix réalisés dans leur ensemble et de la participation accrue dans les installations de Bruce A depuis le 31 octobre 2005.

Pour le premier trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont été de 28 millions de dollars supérieurs à ceux de la même période en 2005. Cette augmentation provient avant tout de la hausse du résultat à la suite de l'acquisition, le 31 décembre 2005, de la convention d'achat d'électricité (CAE) de Sheernees de 756 mégawatts (MW) ainsi que des marges supérieures découlant de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général et des coûts thermiques sur le marché pour les ventes d'électricité non visées par des contrats.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 44 millions de dollars, entre le premier trimestre de 2005 et celui de 2006, en raison avant tout des contributions des actifs productifs de TC Hydro acquis le 1<sup>er</sup> avril 2005, des marges obtenues en 2006 sur le transport lié au gaz combustible inutilisé d'OSP et d'un paiement unique au titre d'une restructuration contractuelle versé par OSP à ses fournisseurs de gaz combustible au premier trimestre de 2005.

## Bruce Power

Le 31 octobre 2005, TCPL a haussé sa participation dans les réacteurs de Bruce A en créant la société Bruce A. Bruce A sous-loue ses installations auprès de Bruce B. TCPL consolide proportionnellement ses placements dans Bruce A et Bruce B depuis le 31 octobre 2005. Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de l'exploitation des six réacteurs pour les deux périodes.

### Aperçu des résultats de Bruce Power <sup>(1)</sup>

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2006	2005
<b>Bruce Power (base de 100 %)</b>		
Produits		
Ventes d'électricité	479	411
Autres <sup>(2)</sup>	17	7
	<b>496</b>	<b>418</b>
Charges d'exploitation		
Exploitation et entretien	(220)	(205)
Combustible	(20)	(19)
Loyer supplémentaire	(43)	(41)
Amortissement	(31)	(48)
	<b>(314)</b>	<b>(313)</b>
Bénéfice d'exploitation	182	105
Charges financières selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation	-	(17)
	<b>182</b>	<b>88</b>
Quote-part de TCPL	62	28
Rajustements	1	2
Bénéfice d'exploitation et produits divers de Bruce Power <sup>(3)</sup>	<b>63</b>	<b>30</b>

### Bruce Power – Renseignements supplémentaires

Capacité disponible		
Bruce A	78 %	
Bruce B	95 %	
Capacité cumulée de Bruce Power	90 %	81 %
Volume des ventes (en GWh) <sup>(4)</sup>		
Bruce A – 100 %	2 520	
Bruce B – 100 %	6 620	
Volumes cumulés de Bruce Power – 100 %	9 140	8 221
Quote-part de TCPL	3 306	2 598
Résultats par MWh <sup>(5)</sup>		
Produits de Bruce A	57 \$	
Produits de Bruce B	50 \$	
Produits cumulés de Bruce Power	52 \$	50 \$
Combustible	2 \$	2 \$
Total des charges d'exploitation <sup>(6)</sup>	34 \$	38 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	38 %	50 %

(1) Toutes les données figurant dans le tableau tiennent compte des rajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(2) Comprend les recouvrements des coûts de combustible de Bruce A, soit 6 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2006.

(3) Le bénéfice de participation consolidé de TCPL comprend un montant de 30 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, représentant la part de 31,6 % du résultat de Bruce Power revenant à TCPL pour la période.

(4) En gigawatts-heure.

(5) En mégawatts-heure.

(6) Déduction faite des recouvrements de coûts.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers provenant du placement cumulé de TCPL dans Bruce Power se sont accrus de 33 millions de dollars entre le premier trimestre de 2005 et le premier trimestre de 2006, pour atteindre 63 millions de dollars. Cette amélioration s'explique avant tout par la hausse des volumes produits, des prix réalisés en général et de la participation dans les installations de Bruce A depuis le 31 octobre 2005. Au premier trimestre de 2006, la part revenant à TCPL de la production de Bruce Power a augmenté de 708 GWh pour passer à 3 306 GWh, alors qu'elle avait été de 2 598 GWh au premier trimestre de 2005. Cette progression s'explique par la diminution du nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif durant le premier trimestre de 2006 comparativement au premier trimestre de 2005 ainsi que par l'augmentation de la participation détenue dans les installations de Bruce A.

Les prix réalisés par Bruce Power durant le premier trimestre de 2006 se sont situés à 52 \$ le MWh, comparativement 50 \$ le MWh pour la même période en 2005. Les charges d'exploitation (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 38 \$ le MWh au premier trimestre de 2005 à 34 \$ le MWh au premier trimestre de 2006 en raison de la production supérieure au premier trimestre de 2006 et du fait que des coûts avaient été engagés au premier trimestre de 2005 relativement à un arrêt d'exploitation pour entretien préventif supplémentaire par rapport au premier trimestre de 2006.

Durant le premier trimestre de 2006, pour les six réacteurs en exploitation, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 30 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été de 13 jours-réacteur. Pendant la même période de l'exercice précédent, il y avait eu pour Bruce Power 70 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 25 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. Pour le premier trimestre de 2006, la capacité disponible moyenne des réacteurs de Bruce Power a été de 90 %, comparativement à 81 % pour le premier trimestre de 2005.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne des centrales en 2006 devrait se situer à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à un peu plus de 80 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Un arrêt d'exploitation d'un mois pour entretien préventif du troisième réacteur de Bruce A s'est terminé au premier trimestre de 2006, et un arrêt d'exploitation de deux mois pour entretien préventif du quatrième réacteur de Bruce A a commencé le 22 avril 2006. En 2006, le seul arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B est prévu pour le huitième réacteur. Il devrait débuter durant le troisième trimestre de 2006 et durer environ deux mois.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant. Le bénéfice tiré des réacteurs de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Aux termes du contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), toute la production de Bruce A est vendue au prix fixe de 57,37 \$ le MWh (avant la récupération des coûts du combustible auprès de l'OEO) et les ventes de la production du cinquième au huitième réacteur de Bruce B font l'objet d'un prix plancher de 45 \$ le MWh. Ces deux prix de référence sont rajustés annuellement le 1<sup>er</sup> avril pour tenir compte de l'inflation et de tout autre rajustement prévu au contrat conclu avec l'OEO. Le 1<sup>er</sup> avril 2006, le prix fixé pour la production de Bruce A passera à 58,63 \$ le MWh tandis que le prix plancher pour la production de Bruce B sera de 45,99 \$ le MWh. Pour réduire davantage le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu des contrats de vente à terme



à prix fixe pour environ 9 900 GWh de la production pour le reste de 2006 et 5 100 GWh de la production de 2007.

Le coût du programme d'investissement de Bruce A pour les travaux de remise à neuf et en service devrait totaliser près de 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TCPL sera d'environ 2,125 milliards de dollars. Au 31 mars 2006, Bruce A avait engagé 468 millions de dollars dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf.

## Établissements de l'Ouest

### Aperçu des résultats des établissements de l'Ouest

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2006	2005
<b>Produits</b>		
Ventes d'électricité	275	164
Autres <sup>(1)</sup>	64	42
	<b>339</b>	<b>206</b>
<b>Coûts des marchandises vendues</b>		
Électricité	(190)	(110)
Autres <sup>(2)</sup>	(48)	(28)
	<b>(238)</b>	<b>(138)</b>
Autres coûts et charges	(38)	(33)
Amortissement	(5)	(5)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	<b>58</b>	<b>30</b>

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

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

### Volume des ventes des établissements de l'Ouest

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en GWh)

	2006	2005
<b>Offre</b>		
Production	585	636
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	3 391	1 831
Autres achats	486	731
	<b>4 462</b>	<b>3 198</b>
<b>Contrats c. marché au comptant</b>		
Contrats	2 022	2 685
Marché au comptant	2 440	513
	<b>4 462</b>	<b>3 198</b>

Au premier trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont progressé de 28 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2005 pour atteindre 58 millions de dollars, et ce, principalement en raison du résultat supplémentaire découlant de l'acquisition, le 31 décembre 2005, de la CAE de Sheerness de 756 MW. Cette hausse provient aussi des marges supérieures réalisées au premier trimestre de 2006 comparativement au premier trimestre de 2005 en raison de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats. Les coûts thermiques sur le marché sont déterminés en divisant le prix moyen de l'électricité par MWh par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (GJ) pour une période donnée. Les coûts thermiques sur le marché ont affiché une hausse d'environ 11 % durant le trimestre considéré en raison du relèvement de près de 24 % (10,85 \$ le MWh) du prix de l'électricité sur le marché au comptant entre le premier trimestre de 2005 et celui de 2006, alors que le prix au comptant moyen du gaz naturel en

Alberta s'est accru d'environ 10 % (0,65 \$ le GJ). Une grande partie des volumes des ventes d'électricité a été vendue sur le marché au comptant durant le premier trimestre de 2006 en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness. TCPL gère la vente de ses volumes d'approvisionnements en fonction de son portefeuille. Selon les conditions du marché, TCPL conclura des engagements pour une partie de ces approvisionnements sous forme d'ententes de vente à long terme, et elle vendra le reste sur le marché au comptant, plus volatil. Cette méthode de gestion permet de réduire au minimum les coûts si TCPL était obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements de ventes contractuels.

Les produits des ventes d'électricité et le coût de l'électricité vendue des établissements de l'Ouest ont progressé entre le premier trimestre de 2005 et celui de 2006, et ce, principalement en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness le 31 décembre 2005 et des prix réalisés supérieurs pour l'électricité vendue durant le premier trimestre de 2006. Les volumes produits au premier trimestre de 2006 se sont élevés à 585 GWh, soit 51 GWh de moins qu'au trimestre correspondant de 2005, et ce, principalement en raison de la distribution réduite de la centrale de MacKay River. La centrale de Bear Creek devrait être remise en exploitation vers le milieu de 2006. Les volumes d'électricité achetés et le pourcentage des volumes d'électricité vendus sur le marché au comptant en Alberta durant le premier trimestre de 2006 se sont accrus en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness. Une grande partie des volumes d'électricité achetés conformément à la CAE de Sheerness n'a pas été vendue aux termes de contrats et elle a été soumise aux prix du marché au comptant. Par conséquent, environ 55 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au premier trimestre de 2006, comparativement à 16 % pour la période correspondante de 2005. 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 2006, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 7 800 GWh d'électricité pour le reste de 2006 et d'environ 6 000 GWh d'électricité en 2007.

## Établissements de l'Est

### Aperçu des résultats des établissements de l'Est

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2006	2005
<b>Produits</b>		
Ventes d'électricité	161	115
Autres <sup>(1)</sup>	117	70
	<b>278</b>	<b>185</b>
<b>Coûts des marchandises vendues</b>		
Électricité	(101)	(62)
Autres <sup>(1)</sup>	(96)	(65)
	<b>(197)</b>	<b>(127)</b>
Autres coûts et charges	(25)	(49)
Amortissement	(7)	(4)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	<b>49</b>	<b>5</b>

(1) Le poste Autres comprend le gaz naturel.

### Volume des ventes des établissements de l'Est

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en GWh)

	2006	2005
<b>Offre</b>		
Production	705	444
Achats	730	811
	<b>1 435</b>	<b>1 255</b>
<b>Contrats c. marché au comptant</b>		
Contrats	1 383	1 189
Marché au comptant	52	66
	<b>1 435</b>	<b>1 255</b>

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 44 millions de dollars, passant de 5 millions de dollars au premier trimestre de 2005 à 49 millions de dollars au premier trimestre de 2006. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire découlant des actifs productifs de TC Hydro acquis le 1<sup>er</sup> avril 2005, des marges obtenues en 2006 sur le transport lié au gaz combustible inutilisé d'OSP et d'un paiement unique de 16 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) au titre d'une restructuration contractuelle versé par OSP à ses fournisseurs de gaz combustible au premier trimestre de 2005.

Entre le premier trimestre de 2005 et celui de 2006, les volumes produits se sont accrus de 261 GWh pour atteindre 705 GWh, et ce, principalement en raison de l'acquisition des actifs de TC Hydro. La production réduite de l'installation d'OSP en raison de l'hiver doux en 2006 a annulé en partie ces hausses.

Les produits des ventes d'électricité des établissements de l'Est ont augmenté de 46 millions de dollars pour totaliser 161 millions de dollars au premier trimestre de 2006. Cet accroissement s'explique principalement par les prix réalisés plus élevés et les volumes des ventes d'électricité supérieurs. Le coût des ventes d'électricité, soit 101 millions de dollars, a augmenté au premier trimestre de 2006 compte tenu de l'incidence qu'a eue la hausse des prix de l'électricité achetée, partiellement contrée par la baisse des volumes achetés. À 730 GWh, les volumes d'électricité achetés ont accusé un recul au premier trimestre de 2006 contre la même période en 2005 en raison de la production d'électricité supplémentaire des actifs de TC Hydro. Les volumes produits par ces actifs

hydroélectriques ont réduit la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses engagements de vente contractuels. Au premier trimestre de 2006, les autres produits d'exploitation et les autres coûts des marchandises vendues ont totalisé respectivement 117 millions de dollars et 96 millions de dollars. Ils se sont accrus d'un exercice à l'autre surtout en raison du gaz naturel acheté puis revendu aux termes des nouveaux contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP. Les autres coûts et charges, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 25 millions de dollars au premier trimestre de 2006, soit un montant inférieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, puisque les frais d'exploitation supplémentaires des actifs de TC Hydro ont été plus qu'annulés par le recul du coût du combustible pour l'installation d'OSP, y compris un paiement unique de 16 millions de dollars versé à ses fournisseurs de gaz combustible au premier trimestre de 2005 au titre d'une restructuration contractuelle.

Pour la période visée, environ 4 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 5 % au premier trimestre de 2005. 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 et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant, les établissements de l'Est avaient conclu, au 31 mars 2006, des contrats de vente à terme à prix fixe pour quelque 3 800 GWh d'électricité pour le reste de 2006 et pour environ 3 500 GWh en 2007. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

## Volume des ventes d'électricité et capacité disponible des centrales

### Volumes des ventes d'électricité

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en GWh)	2006	2005
Bruce Power <sup>(1)</sup>	3 306	2 598
Établissements de l'Ouest <sup>(2)</sup>	4 462	3 198
Établissements de l'Est <sup>(3)</sup>	1 435	1 255
Participation dans S.E.C. Électricité <sup>(4)</sup>	-	697
<b>Total</b>	<b>9 203</b>	<b>7 748</b>

(1) Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de TCPL dans la production de Bruce Power.

(2) La CAE de Sheerness est incluse dans les établissements de l'Ouest depuis le 31 décembre 2005.

(3) Les volumes de TC Hydro sont inclus dans les établissements de l'Est depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005.

(4) TCPL a assuré l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005. Les volumes dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité au premier trimestre de 2005.

### Capacité disponible moyenne pondérée des centrales <sup>(1)</sup>

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

	2006	2005
Bruce Power	90 %	81 %
Établissements de l'Ouest <sup>(2)</sup>	90 %	89 %
Établissements de l'Est <sup>(3)</sup>	95 %	85 %
Participation dans S.E.C. Électricité <sup>(4)</sup>	-	99 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	94 %	91 %
<b>Toutes les centrales</b>	<b>91 %</b>	<b>87 %</b>

(1) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps, durant la période, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif réduisent la capacité disponible des centrales.

(2) La CAE de Sheerness est incluse dans les établissements de l'Ouest depuis le 31 décembre 2005.

(3) La capacité disponible de TC Hydro est incluse dans les établissements de l'Est depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005.

(4) La capacité disponible de S.E.C. Électricité est incluse jusqu'au 31 août 2005.

## **Siège social**

Pour les trimestres terminés les 31 mars 2006 et 2005, les charges nettes se sont élevées respectivement à 13 millions de dollars et à 9 millions de dollars. La hausse de 4 millions de dollars des charges nettes découle principalement de l'accroissement des intérêts débiteurs.

## **Liquidités et ressources en capital**

### **Fonds provenant de l'exploitation**

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 516 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2006, alors qu'ils avaient été de 420 millions de dollars pour la même période en 2005.

TCPL 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 2005.

### **Activités d'investissement**

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2006, les dépenses en immobilisations ont totalisé 303 millions de dollars (108 millions de dollars en 2005). Elles se rapportent principalement à la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques, à la construction des installations de Tamazunchale et d'Edson, à l'entretien et à la capacité d'autres gazoducs de l'entreprise de transport de gaz.

Durant le trimestre terminé le 31 mars 2006, il n'y a eu aucune cession d'actifs (101 millions de dollars, déduction faite des impôts exigibles, en 2005). La cession ayant eu lieu en 2005 avait trait à la vente de parts de PipeLines LP.

### **Activités de financement**

TCPL a remboursé des emprunts à long terme de 140 millions de dollars durant la période de trois mois terminée le 31 mars 2006. En janvier 2006, la société a émis pour 300 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en 2011 et comportant un taux d'intérêt de 4,3 % et, en mars 2006, la société a émis pour 500 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en 2036 et comportant un taux d'intérêt de 5,85 %. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2006, l'encours des billets à payer a diminué de 633 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 141 millions de dollars.

### ***Dividendes***

Le 27 avril 2006, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2006, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel total devant être payé par TransCanada Corporation, le 31 juillet 2006, sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 juin 2006. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

## Obligations contractuelles

Il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2005 et le 31 mars 2006, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion dans le rapport 2005 de TCPL.

## Instruments financiers et autres instruments

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2005 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 contrats d'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. La juste valeur et les volumes de référence des contrats pour les écarts ainsi que pour les swaps, les contrats à terme, les options et les contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après.

## Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)		31 mars 2006 (non vérifié)		31 décembre 2005	
	Traitement comptable	Juste valeur		Juste valeur	
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	(77)		(130)	
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	6		13	
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	(20)		17	
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	5		(11)	
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	-		-	
Volumes de référence 31 mars 2006 (non vérifié)		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	2 572	8 899	-	-
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 365	1 035	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	91	63
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	17	20
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	-	26	-	-

Volumes de référence 31 décembre 2005	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
		Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	2 566	7 780
	Éléments autres que de couverture	1 332	456	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	91	69
	Éléments autres que de couverture	-	-	15	18
Contrats de rendement thermique	Éléments autres que de couverture	-	35	-	-

## Gestion des risques

Les risques de marché, les risques financiers et les risques de contreparties auxquels TCPL est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2005. Le rapport de gestion, dans le rapport 2005 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

## Contrôles et procédés

Au 31 mars 2006, la direction de TCPL, notamment 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 TCPL de conclure que les contrôles et procédés de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre considéré, il ne s'est produit aucun changement concernant le contrôle interne de TCPL à l'égard 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 l'information financière de TCPL.

## Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TCPL, qui n'a pas été modifiée depuis le 31 décembre 2005, concerne le fait que le mode de comptabilisation de ses activités réglementées est prescrit par la réglementation. Le rapport de gestion, dans le rapport 2005 de TCPL, 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 présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Depuis le 31 décembre 2005, l'estimation comptable d'importance critique de TCPL demeure la dotation aux amortissements. Le rapport de gestion, dans le rapport 2005 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur cette estimation comptable critique.

## Perspectives

En 2006, TCPL prévoit que son bénéfice net sera supérieur aux prévisions compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées en raison des règlements obtenus dans le cadre de la faillite de Mirant relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont la société s'est dessaisie. Cette incidence mise à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2005. Le rapport de gestion, dans le rapport 2005 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

En 2006 TCPL continuera d'orienter ses ressources vers les occasions de croissance à long terme qui lui permettent de consolider 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 solide bilan, 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 et Standard & Poor's ont accordées aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de TCPL demeurent respectivement A, A2 et A-. 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

#### *Pipelines détenus en propriété exclusive*

##### *Réseau principal au Canada*

En mars 2006, TCPL a conclu un règlement avec ses clients et les autres intéressés au sujet des droits de 2006 pour le réseau principal au Canada. Le règlement donne lieu à des besoins en produits d'environ 1,8 milliard de dollars en 2006.

Aux termes du règlement, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes du réseau principal au Canada ont été établis à 174 millions de dollars pour 2006, soit un montant supérieur de 6 % à celui de 164 millions de dollars engagé à ce titre en 2005. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement sera imputable à TCPL. De plus, ce règlement donne à TCPL la possibilité de réaliser un modeste résultat net supplémentaire grâce à des accords incitatifs axés sur le rendement. Ces accords incitatifs visent certaines activités de gestion des coûts et sur la gestion du combustible, et ils procurent des avantages réciproques à TCPL et à ses clients. Ni les taux ni les méthodes d'amortissement pour le réseau principal au Canada n'ont changé entre 2005 et 2006.

Pour 2006, le règlement prévoit un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,88 %, selon ce qui a été déterminé d'après la formule de rajustement du rendement de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 36 %.

Les droits provisoires continueront de s'appliquer au service de transport du réseau principal au Canada jusqu'à ce que les droits définitifs soient approuvés par l'ONÉ aux termes du règlement en question. Une fois l'approbation de l'ONÉ reçue, les modalités du règlement seront en vigueur pendant un an à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006. En mars 2006, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ sa demande d'approbation de ce règlement et des droits connexes.



### *Réseau de l'Alberta*

En février 2006, l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) a rendu sa décision sur la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2005, qui portait sur la ventilation des coûts approuvés pour 2005 entre les services de transport et la tarification. Aux termes de cette décision, la tarification de 2005 a été approuvée sans modification.

En mars 2006, TCPL a déposé, auprès de l'EUB, les documents pour les tarifs définitifs de 2005 et les tarifs définitifs de 2006. Les droits définitifs de 2005 déposés sont les mêmes que les droits provisoires de 2005 puisque l'ONÉ n'a demandé aucun changement à la tarification dans sa décision sur la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2005. Les droits définitifs de 2006 déposés auprès de l'ONÉ sont fondés sur les besoins en produits de 2006, y compris les reports de 2005, selon le règlement de trois ans pour le réseau de l'Alberta, les prévisions révisées en ce qui a trait au débit et à la tarification approuvée.

### *Autres entreprises de transport de gaz*

En avril 2006, PipeLines LP a réalisé l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border au prix d'environ 297 millions de dollars US plus des coûts de 10 millions de dollars US de frais liés à l'opération à payer à une filiale de TCPL, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Dans le cadre de cette acquisition, PipeLines LP a aussi indirectement pris en charge la dette de Northern Border d'environ 120 millions de dollars US. Cette opération a pris effet le 31 décembre 2005. Aux termes de cette dernière, une filiale de TCPL deviendra, au deuxième trimestre de 2007, l'exploitant de Northern Border, qui est actuellement exploitée par une filiale d'ONEOK Inc. (ONEOK).

Parallèlement à cette opération, TCPL a réalisé la vente de sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners, L.P. à une filiale d'ONEOK pour un produit net d'environ 30 millions de dollars US, ce qui devrait donner lieu à un gain après les impôts d'environ 10 millions de dollars qui sera constaté au deuxième trimestre de 2006.

### *Mise en valeur des régions nordiques*

Les audiences publiques au sujet du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie ont commencé en janvier 2006; ce projet comprend un gazoduc proposé de 1 194 kilomètres le long de la vallée du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest au Canada qui raccordera les champs gaziers terrestres des régions nordiques aux marchés nord-américains. Les audiences ont lieu en deux phases. La commission mixte d'examen évalue les incidences environnementales et socio-économiques, alors que l'ONÉ examine tous les autres aspects, y compris l'ingénierie, la sécurité, les besoins et la faisabilité économique. Des audiences auront lieu à divers endroits dans la vallée du Mackenzie et en Alberta jusqu'en décembre 2006. La société entend solliciter l'approbation de l'EUB pour construire certaines installations d'interconnexion dans le nord-ouest de l'Alberta durant le deuxième trimestre de 2006.

### *Pipeline Keystone*

Durant les mois de mars et d'avril 2006, TCPL a annoncé qu'elle tiendrait une série de rencontres portes ouvertes en mars, en avril et en mai afin de renseigner les parties prenantes le long du corridor proposé pour le pipeline Keystone sur le projet d'oléoduc et d'obtenir leurs commentaires. TCPL a commencé à rencontrer individuellement les propriétaires fonciers touchés et ceux situés le long du tracé proposé pour le pipeline.

En raison de l'intérêt manifesté par ses clients, TCPL évalue également la possibilité de prolonger le pipeline Keystone vers le nord jusqu'à Fort Saskatchewan, en Alberta, et vers le sud, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, en passant par le Kansas. Des rencontres portes ouvertes auront lieu plus tard cette année dans les collectivités situées le long du tracé du prolongement jusqu'à Cushing.

Les consultations avec le public et les parties prenantes ainsi que les évaluations environnementales détaillées, les études sur le terrain et les travaux d'ingénierie se poursuivront tout au long de 2006. Le 20 avril 2006, TCPL a déposé auprès du Département d'État des États-Unis une demande de permis présidentiel pour la construction, l'exploitation et l'entretien du pipeline Keystone. Diverses autres demandes importantes à soumettre aux organismes de réglementation canadiens et américains sont en préparation. Les travaux de construction devraient commencer en 2008, et la mise en exploitation commerciale est prévue pour le quatrième trimestre de 2009.

### *Gaz naturel liquéfié*

Au début d'avril 2006, Énergie Cacouna, partenariat entre TCPL et Petro-Canada, a attribué le contrat des travaux d'ingénierie préliminaires à un consortium international formé d'entreprises d'ingénierie et de construction possédant de l'expérience en aménagement de terminaux de réception de gaz naturel liquéfié. Le prochain jalon important du projet sera les audiences devant une commission mixte d'examen formée de représentants de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec. Les audiences devraient commencer le 8 mai 2006. Une fois les approbations réglementaires obtenues, les travaux de construction devraient être entrepris en 2007 et la mise en service des installations est prévue pour la fin de 2009 ou le début de 2010.

## **Renseignements sur les actions**

Au 31 mars 2006, TCPL avait 483 344 109 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait 4 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série U et 4 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série Y émises et en circulation au 31 mars 2006.

**Principales données financières trimestrielles consolidées** <sup>(1)</sup>

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2006	2005				2004		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	<b>1 894</b>	1 771	1 494	1 449	1 410	1 480	1 311	1 347
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires								
Activités poursuivies	<b>244</b>	350	428	199	232	184	192	388
Activités abandonnées	<b>28</b>	-	-	-	-	-	52	-
	<b>272</b>	350	428	199	232	184	244	388
<b>Données sur les actions</b>								
Bénéfice net par action – de base et dilué								
Activités poursuivies	<b>0,50 \$</b>	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,40 \$	0,81 \$
Activités abandonnées	<b>0,06</b>	-	-	-	-	-	0,11	-
	<b>0,56 \$</b>	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,51 \$	0,81 \$

(1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres comparatifs ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice courant. On trouve à la note 1, à la note 2 et à la note 24 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2005 de TCPL des renseignements détaillés au sujet des facteurs 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 participations de la société dans des pipelines réglementés et ses produits ainsi que son 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 cours d'un exercice donné et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de même qu'en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité construit, détient et exploite des centrales électriques et vend de l'électricité, et ses produits ainsi que 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 prévus et imprévus 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 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars après les 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 en 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 au résultat des trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un rajustement de 12 millions de dollars après les 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, TCPL a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté dans le résultat net un montant de 14 millions de dollars depuis la date d'acquisition, soit le 1<sup>er</sup> novembre 2004. L'entreprise d'électricité a constaté un montant de 16 millions de dollars avant les impôts qui illustre l'incidence d'une opération de restructuration ayant trait à des contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison relativement aux établissements de l'Est.
- Le résultat net du premier trimestre de 2005 comprend un gain de 48 millions de dollars après les impôts lié à la vente de parts de PipeLines LP. Les résultats de l'entreprise d'électricité tiennent compte de coûts de 10 millions de dollars après les impôts pour la restructuration par OSP de contrats d'approvisionnement 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.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprend un montant de 21 millions de dollars (13 millions de dollars en rapport avec 2004 et 8 millions de dollars en rapport avec le semestre terminé le 30 juin 2005), en raison de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Le 1<sup>er</sup> avril 2005, TCPL a conclu l'acquisition auprès de USGen New England, Inc. des actifs de production hydroélectrique de TC Hydro. Le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation prolongés pour entretien préventif et de travaux d'entretien correctif à la suite d'une panne du sixième réacteur du fait qu'un transformateur a pris feu.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2005 comprend un gain de 193 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité. En outre, le bénéfice de participation de Bruce Power s'est accru comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de la hausse des prix réalisés pour l'électricité et d'une légère augmentation des volumes de production.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2005 comprend un gain de 115 millions de dollars après les impôts lié à la vente de Paiton Energy. De plus, compte tenu de la création de Bruce A, les résultats de Bruce Power ont été consolidés sur une base proportionnelle à partir du 31 octobre.
- Le résultat net du premier trimestre de 2006 comprend un règlement de 18 millions de dollars après les impôts reçu par le réseau de Gas Transmission Northwest à la suite d'une réclamation soumise dans le cadre d'une faillite. De plus, le résultat net de l'entreprise d'électricité comprend la contribution découlant de la CAE de Sheerness de 756 MW, acquise le 31 décembre 2005.

## États consolidés des résultats

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)  
(en millions de dollars)

	2006	2005
<b>Produits</b>	<b>1 894</b>	1 410
<b>Charges d'exploitation</b>		
Coût des marchandises vendues	505	265
Autres coûts et charges	537	422
Amortissement	257	251
	<b>1 299</b>	<b>938</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>595</b>	472
<b>Autres charges (produits)</b>		
Charges financières	203	208
Charges financières des coentreprises	21	16
Bénéfice de participation	(18)	(50)
Intérêts créditeurs et autres produits	(49)	(24)
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	(80)
	<b>157</b>	<b>70</b>
<b>Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle</b>	<b>438</b>	402
<b>Impôts sur les bénéfices</b>		
Exigibles	210	161
Futurs	(41)	(12)
	<b>169</b>	<b>149</b>
<b>Participations sans contrôle</b>		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	13	9
Autres	6	6
	<b>19</b>	<b>15</b>
<b>Bénéfice net découlant des activités poursuivies</b>	<b>250</b>	238
<b>Bénéfice net découlant des activités abandonnées (note 5)</b>	<b>28</b>	-
<b>Bénéfice net</b>	<b>278</b>	238
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>6</b>	6
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>272</b>	232
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>		
Activités poursuivies	244	232
Activités abandonnées	28	-
	<b>272</b>	<b>232</b>

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)

	2006	2005
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>		
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	250	238
Amortissement	257	251
Gain à la vente parts de PipeLines LP, déduction faite des impôts exigibles	-	(30)
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(4)	(31)
Impôts futurs	(41)	(12)
Participations sans contrôle	19	15
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(2)	(7)
Autres	37	(4)
Fonds provenant de l'exploitation	516	420
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(1)	(86)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	515	334
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses en immobilisations	(303)	(108)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	-	101
Montants reportés et autres	(15)	40
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(318)	33
<b>Activités de financement</b>		
Dividendes	(149)	(146)
Avances de la société mère	-	(75)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(10)	(9)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(633)	244
Dette à long terme émise	878	300
Réduction de la dette à long terme	(140)	(329)
Dette à long terme émise par des coentreprises	2	5
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(6)	(4)
Actions ordinaires émises	-	80
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(58)	66
<b>Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme</b>		
	2	2
<b>Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme</b>		
	141	435
<b>Encaisse et placements à court terme</b>		
Au début de la période	212	190
<b>Encaisse et placements à court terme</b>		
À la fin de la période	353	625
<b>Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>		
Impôts sur les bénéfices payés	217	191
Intérêts payés	199	196

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**Bilans consolidés**

(en millions de dollars)	31 mars 2006 (non vérifié)	31 décembre 2005
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Encaisse et placements à court terme	353	212
Débiteurs	700	796
Stocks	219	281
Autres	281	277
	<b>1 553</b>	1 566
<b>Placements à long terme</b>	<b>419</b>	400
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>20 090</b>	20 038
<b>Autres éléments d'actif</b>	<b>2 049</b>	2 109
	<b>24 111</b>	24 113
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	329	962
Créditeurs	1 383	1 536
Intérêts courus	231	222
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	533	393
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	37	41
	<b>2 513</b>	3 154
<b>Montants reportés</b>	<b>1 149</b>	1 196
<b>Impôts futurs</b>	<b>661</b>	703
<b>Dette à long terme</b>	<b>10 249</b>	9 640
<b>Dette à long terme des coentreprises</b>	<b>935</b>	937
<b>Titres privilégiés</b>	<b>537</b>	536
	<b>16 044</b>	16 166
<b>Participations sans contrôle</b>		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	320	318
Autres	82	76
	<b>402</b>	394
<b>Capitaux propres</b>		
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	4 712	4 712
Surplus d'apport	275	275
Bénéfices non répartis	2 383	2 267
Écart de conversion	(94)	(90)
	<b>7 665</b>	7 553
	<b>24 111</b>	24 113

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)

	<b>2006</b>	2005
Solde au début de l'exercice	<b>2 267</b>	1 653
Bénéfice net	<b>278</b>	238
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>(6)</b>	(6)
Dividendes sur les actions ordinaires	<b>(156)</b>	(148)
	<b>2 383</b>	1 737

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 PipeLines Limited (TCPL 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 consolidés vérifiés annuels de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Ces 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 consolidés vérifiés de 2005 compris dans le rapport 2005 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

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. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Produits	1 088	998	806	412	-	-	1 894	1 410
Coûts des marchandises vendues	(70)	-	(435)	(265)	-	-	(505)	(265)
Autres coûts et charges	(340)	(307)	(196)	(113)	(1)	(2)	(537)	(422)
Amortissement	(227)	(233)	(30)	(18)	-	-	(257)	(251)
Bénéfice (perte) d'exploitation	451	458	145	16	(1)	(2)	595	472
Charges financières et participations sans contrôle	(192)	(197)	-	(2)	(36)	(30)	(228)	(229)
Charges financières des coentreprises	(14)	(14)	(7)	(2)	-	-	(21)	(16)
Bénéfice de participation	18	20	-	30	-	-	18	50
Intérêts créditeurs et autres produits	32	14	2	3	15	7	49	24
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	80	-	-	-	-	-	80
Impôts sur les bénéfices	(127)	(150)	(51)	(15)	9	16	(169)	(149)
Activités poursuivies	168	211	89	30	(13)	(9)	244	232
Activités abandonnées							28	-
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>							<b>272</b>	<b>232</b>

#### Total de l'actif

(en millions de dollars)	31 mars 2006 (non vérifié)	31 décembre 2005
Transport de gaz	18 077	18 252
Électricité	4 920	4 923
Siège social	1 114	938
	<b>24 111</b>	<b>24 113</b>

### 3. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2005 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 contrats d'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. La juste valeur et les volumes de référence des contrats pour les écarts ainsi que pour les swaps, les contrats à terme, les options et les contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après.

#### Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)		31 mars 2006 (non vérifié)		31 décembre 2005	
	Traitement comptable		Juste valeur	Juste valeur	
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	(77)		(130)	
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	6		13	
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	(20)		17	
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	5		(11)	
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	-		-	
Volumes de référence					
31 mars 2006 (non vérifié)		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	2 572	8 899	-	-
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 365	1 035	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	91	63
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	17	20
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	-	26	-	-
Volumes de référence					
31 décembre 2005		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	2 566	7 780	-	-
	Éléments autres que de couverture	1 332	456	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	91	69
	Éléments autres que de couverture	-	-	15	18
Contrats de rendement thermique	Éléments autres que de couverture	-	35	-	-

#### 4. Dette à long terme

En janvier 2006, la société a émis des billets à moyen terme échéant en 2011 comportant un taux d'intérêt de 4,3 % pour une valeur de 300 millions de dollars et, en mars 2006, elle a émis des billets de premier rang non garantis échéant en 2036 comportant un taux d'intérêt de 5,85 % pour une valeur de 500 millions de dollars US.

#### 5. Activités abandonnées

Le bénéfice net de TCPL comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars ce qui reflète les règlements, reçus durant le premier trimestre de 2006, à la suite de réclamations soumises dans le cadre de faillites liées à l'entreprise de commercialisation du gaz dont la société s'est dessaisie en 2001.

#### 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 (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2006	2005	2006	2005
Coût des services rendus au cours de la période	9	7	-	-
Intérêts débiteurs	17	16	2	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(18)	(16)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	7	4	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<u>16</u>	<u>12</u>	<u>4</u>	<u>3</u>

TCPL est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs éventuels. Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 1 800 361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Myles Dougan au (403) 920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457. Relations avec les médias : Jennifer Varey au (403) 920-7859.

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