

**TRANSCANADA PIPELINES**
**DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2004**

# Rapport trimestriel

## Rapport de gestion

Daté du 22 juillet 2004, 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 le semestre terminé le 30 juin 2004 de même qu'à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2003 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les documents d'information permanente, sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous TransCanada PipeLines Limited.

**Aperçu des résultats consolidés**

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>388</b>	202	<b>602</b>	410

## Résultats d'exploitation

### Résultats consolidés

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires (résultat net) de TCPL pour le deuxième trimestre de 2004 a atteint 388 millions de dollars, comparativement à 202 millions de dollars inscrit au deuxième trimestre de 2003. Cette progression de 186 millions de dollars s'explique principalement par l'accroissement marqué du résultat net de l'entreprise d'électricité provenant de la quote-part de TCPL du gain après impôts de 15 millions de dollars (gain de 25 millions de dollars avant impôts) réalisé à la vente, à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que par la constatation d'un gain de dilution et d'autres gains totalisant 172 millions de dollars découlant de la réduction de la quote-part de TCPL dans S.E.C. Électricité et de la suppression de l'obligation de TCPL de racheter, en 2017, les parts de S.E.C. Électricité non détenues par TCPL. TCPL était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence. La hausse de 2 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz au deuxième trimestre par rapport à la même période de l'exercice précédent est surtout attribuable à un gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de la participation en actions de la société dans le projet de pipeline Millennium (Millennium), hausse qui a été neutralisée en partie par le repli du résultat net du réseau principal

au Canada et du réseau de l'Alberta. Au deuxième trimestre de 2004, les charges nettes du secteur Siège social ont été comparables à celles de la même période de l'exercice précédent.

Le résultat net de TCPL pour le semestre terminé le 30 juin 2004 s'est chiffré à 602 millions de dollars, comparativement à 410 millions de dollars au deuxième trimestre de 2003. Cette hausse de 192 millions de dollars au premier semestre de 2004 par rapport à la même période de 2003 provient surtout de l'accroissement considérable du résultat net de l'entreprise d'électricité, principalement en raison des gains liés à S.E.C. Électricité et de la diminution des charges nettes du secteur Siège social, en partie annulés par le recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz.

Si l'on ne tient pas compte des gains cumulés de 187 millions de dollars susmentionnés inclus dans le bénéfice net lié à S.E.C. Électricité, le résultat net de l'entreprise d'électricité pour le semestre terminé le 30 juin 2004 est comparable à celui de la période correspondante de 2003. La hausse du résultat net découlant de la participation de TCPL dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) a été partiellement neutralisée par le recul des contributions des établissements de l'Ouest et des établissements de l'Est ainsi que par la constatation au deuxième trimestre de 2003 d'un règlement de 19 millions de dollars après impôts conclu avec une ancienne contrepartie.

La baisse de 11 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2004 s'explique principalement par les remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus durant le premier trimestre de 2004.

Le recul de 7 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz enregistré au cours du semestre terminé le 30 juin 2004 par rapport à la même période de 2003 est attribuable principalement à la baisse du résultat dégagé par le réseau principal au Canada et le réseau de l'Alberta; ce recul a été en partie annulé par le gain réalisé à la vente de Millennium en 2004.

#### Aperçu des résultats par secteur

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés le 30 juin		Semestres terminés le 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
Transport de gaz	146	144	295	302
Électricité	249	63	314	126
Siège social	(7)	(5)	(7)	(18)
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>388</b>	<b>202</b>	<b>602</b>	<b>410</b>

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 390 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2004, en baisse de 44 millions de dollars par rapport aux fonds inscrits au deuxième trimestre de 2003. Pour le semestre terminé le 30 juin 2004, les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 813 millions de dollars, en baisse de 78 millions de dollars par rapport aux fonds inscrits pour la même période de 2003.

## Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 146 millions de dollars et à 295 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, respectivement, alors qu'il avait été de 144 millions de dollars et de 302 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2003.

### Aperçu des résultats - Transport de gaz

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
<b>Gazoducs détenus en propriété exclusive</b>				
Réseau de l'Alberta	39	44	79	86
Réseau principal au Canada	66	71	130	142
Foothills*	5	5	11	9
Réseau de la Colombie-Britannique	1	2	3	4
	<b>111</b>	<b>122</b>	<b>223</b>	<b>241</b>
<b>Autres entreprises de transport de gaz</b>				
Great Lakes	14	11	31	28
Iroquois	3	4	11	11
TC PipeLines, LP	5	4	9	7
Portland**	-	-	6	7
Ventures LP	4	2	7	4
Trans Québec & Maritimes	2	2	4	4
CrossAlta	1	1	2	4
TransGas de Occidente	3	3	6	7
Régions nordiques	(1)	-	(2)	(1)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	4	(5)	(2)	(10)
	<b>35</b>	<b>22</b>	<b>72</b>	<b>61</b>
Résultat net	<b>146</b>	<b>144</b>	<b>295</b>	<b>302</b>

\* TCPL a acquis le 15 août 2003 le reste des participations de Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement.

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

### *Gazoducs détenus en propriété exclusive*

Le résultat net du réseau de l'Alberta a diminué de 5 millions de dollars, passant de 44 millions de dollars au deuxième trimestre de 2003 à 39 millions de dollars pour la même période en 2004. Le résultat net du semestre terminé le 30 juin 2004 a accusé un recul de 7 millions de dollars par rapport au résultat net de la même période en 2003. Ce recul s'explique principalement par une baisse du résultat découlant du taux de rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en 2004 approuvé récemment, comparativement à un résultat implicite dans le règlement négocié en 2003, qui comprenait des produits fixes requis. Le résultat de 2004 rend compte d'un rendement de 9,60 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % approuvé par l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) dans sa décision sur les coûts en capital généraux rendue publique le 2 juillet 2004.

Le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 5 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, respectivement, contre les périodes correspondantes de 2003. Ce recul provient surtout de la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,79 % en 2003 à 9,56 % en 2004, ainsi que de la diminution de la base tarifaire moyenne. Le rendement de 9,56 % sur l'avoir des actionnaires ordinaires est inclus implicitement dans les droits provisoires de 2004 approuvés par l'Office national de l'énergie (ONÉ) en décembre 2003.

Foothills a dégagé un résultat net de 11 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2004, soit 2 millions de dollars de plus que pour la même période en 2003, ce qui rend compte de l'acquisition, en août 2003, de la tranche restante de la participation que TCPL ne détenait pas dans Foothills.

### Données sur l'exploitation

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)	Réseau de l'Alberta*		Réseau principal au Canada**		Foothills***		Réseau de la C.-B.	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	4 719	4 938	8 274	8 659	722	746	230	238
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)								
Total	1 925	1 971	1 355	1 419	552	522	162	126
Moyenne quotidienne	10,6	10,9	7,4	7,8	3,0	2,9	0,9	0,7

\* Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 1 958 milliards de pieds cubes pour le semestre terminé le 30 juin 2004 (1 937 milliards de pieds cubes en 2003); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,8 milliards de pieds cubes (10,7 milliards de pieds cubes en 2003).

\*\* Pour le semestre terminé le 30 juin 2004, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 016 milliards de pieds cubes (1 093 milliards de pieds cubes en 2003), soit une moyenne quotidienne de 5,6 milliards de pieds cubes (6,0 milliards de pieds cubes en 2003).

\*\*\* Les participations restantes dans Foothills ont été acquises en août 2003. Dans le tableau, les volumes de livraison annuels représentent 100 % de Foothills.

### Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2004, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 35 millions de dollars, comparativement à 22 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2003. Les résultats de 2004 comprennent un gain de 7 millions réalisé à la vente de Millennium, qui est reflété dans les frais généraux, administratifs, de soutien et autres. Exclusion faite de ce gain, le résultat du trimestre s'est accru de 6 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2003. Cette hausse s'explique surtout par l'augmentation du résultat de Great Lakes compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme et par l'accroissement du résultat de Ventures LP en raison du prolongement achevé en 2003.

Le résultat net du semestre terminé le 30 juin 2004 a été de 72 millions de dollars, comparativement à 61 millions de dollars pour la période correspondante de 2003. Exclusion faite du gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de Millennium et constaté au deuxième trimestre de 2004, le résultat de l'exercice à ce jour est de 4 millions de dollars supérieur à celui de la période

correspondante de 2003. Cette hausse s'explique surtout par l'augmentation du résultat de Great Lakes compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme et de la progression du résultat de TC PipeLines, LP et de Ventures LP. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence du fléchissement du dollar américain et du recul du résultat de CrossAlta compte tenu de conditions du marché moins favorables.

## Électricité

### Aperçu des résultats - Électricité

(non vérifié)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
(en millions de dollars)	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest	35	60	70	103
Établissements de l'Est	22	36	56	61
Participation dans Bruce Power	48	16	96	54
Participation dans S.E.C. Électricité	6	7	16	18
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(24)	(22)	(49)	(43)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	87	97	189	193
Charges financières	(3)	(4)	(5)	(6)
Impôts sur les bénéfices	(22)	(30)	(57)	(61)
	62	63	127	126
Gains liés à S.E.C. Électricité (après impôts)	187	-	187	-
Résultat net	249	63	314	126

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 249 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2004, soit 186 millions de dollars de plus que le chiffre de 63 millions de dollars inscrit au deuxième trimestre de 2003; cette hausse s'explique surtout par la constatation de gains de 187 millions de dollars lié à S.E.C. Électricité. Durant le deuxième trimestre de 2004, TCPL a réalisé la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, avant les ajustements de clôture, ce qui a donné lieu à un gain après impôts de 15 millions de dollars (25 millions de dollars avant impôts). Dans le cadre d'une assemblée ayant eu lieu en avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé ces acquisitions et la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts que TCPL ne détiendrait pas en 2017. TCPL était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence. De plus, S.E.C. Électricité a émis, durant le deuxième trimestre de 2004, 8,1 millions de reçus de souscription qui ont été convertis par la suite en parts de société en commandite, et TCPL a investi 20 millions de dollars du produit net de cette émission, soit 286,8 millions de dollars. Cette émission a eu pour incidence nette de faire passer la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité de 35,6 % à 30,6 %. Par suite de ces événements, TCPL a constaté, au deuxième trimestre de 2004, un gain de dilution et d'autres gains totalisant 172 millions de dollars, dont 132 millions de dollars avaient été antérieurement reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017. Les gains de dilution découlent de la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité par suite de l'émission, par S.E.C. Électricité, de parts de sociétés en commandite et de l'émission des parts à un prix sur le marché supérieur à la valeur comptable de TCPL par part du placement. Si l'on ne tient pas compte de ces gains uniques, le résultat net de l'entreprise d'électricité a totalisé 62 millions de dollars au deuxième trimestre de 2004, soit 1 million de moins que le chiffre de 63 millions de dollars inscrit au deuxième trimestre

de 2003. La progression du résultat de Bruce Power a été plus qu'annulée par la baisse des contributions des établissements de l'Est et des établissements de l'Ouest, ce qui rend compte de la vente, à S.E.C. Électricité, des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer et de la constatation dans les résultats des établissements de l'Ouest, au deuxième trimestre de 2003, d'un règlement de 31 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts) conclu avec une ancienne contrepartie.

Le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 314 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2004, en hausse de 188 millions de dollars par rapport au résultat net de 126 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Cette hausse provient principalement de la constatation de gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité. Si l'on ne tient pas compte des gains liés à S.E.C. Électricité, le résultat net de l'entreprise d'électricité a totalisé 127 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2004, soit 1 million de dollars de plus que le chiffre de 126 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. La progression du résultat de Bruce Power a été neutralisée par la baisse des contributions des établissements de l'Est et des établissements de l'Ouest, ce qui rend compte de la vente, à S.E.C. Électricité, des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer, de la constatation dans les résultats des établissements de l'Ouest au deuxième trimestre de 2003 d'un règlement de 31 millions de dollars avant impôts conclu avec une ancienne contrepartie et de la hausse des frais généraux, administratifs, de soutien et autres.

### *Établissements de l'Ouest*

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest, soit respectivement 35 millions de dollars et 70 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004 ont été inférieurs au bénéfice d'exploitation et aux produits divers de 25 millions de dollars et de 33 millions de dollars, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2003. Ce recul est principalement attribuable à la constatation, au deuxième trimestre de 2003, d'un règlement de 31 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts) avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements en vertu de contrats de vente à terme d'électricité ainsi qu'au fléchissement du bénéfice réalisé par la centrale de ManChief au deuxième trimestre de 2004 par suite de la vente de la centrale à S.E.C. Électricité en avril 2004. Les honoraires reçus dans le cadre de la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité et l'incidence des marges nettes supérieures réalisées sur le portefeuille d'actifs de l'entreprise d'électricité dans son ensemble au cours du deuxième trimestre de 2004 ont en partie compensé ces baisses.

### *Établissements de l'Est*

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est, soit respectivement 22 millions de dollars et 56 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004 ont été inférieurs au bénéfice d'exploitation et aux produits divers de 14 millions de dollars et de 5 millions de dollars, respectivement, inscrits pour les périodes correspondantes de 2003. Ces reculs sont principalement attribuables à la contribution réduite des installations hydroélectriques de Curtis Palmer, qui ont été vendues à S.E.C. Électricité en avril 2004 et à l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain en 2004.

*Participation dans Bruce Power***Aperçu des résultats - Bruce Power**

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
<b>Bruce Power</b> (base de 100 %)				
Produits	434	244	833	642
Charges d'exploitation	(286)	(210)	(536)	(403)
Bénéfice d'exploitation	148	34	297	239
Charges financières	(15)	(15)	(33)	(32)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	133	19	264	207
Participation de TCPL dans le bénéfice de Bruce Power avant impôts sur les bénéfices*	42	6	83	40
Ajustements	6	10	13	14
Bénéfice de TCPL provenant de Bruce Power avant impôts sur les bénéfices	48	16	96	54

\* TCPL a acquis sa participation dans Bruce Power le 14 février 2003. Le bénéfice total de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices s'est établi à 126 millions de dollars pour la période allant du 14 février 2003 au 30 juin 2003.

Pour le deuxième trimestre de 2004, le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power s'est élevé à 48 millions de dollars, comparativement à 16 millions de dollars au deuxième trimestre de 2003. Au deuxième trimestre de 2004, la part d'électricité revenant à TCPL s'est élevée à 2 962 gigawatts-heure (GWh), contre 1 681 GWh au deuxième trimestre de 2003. Cette hausse rend compte en grande partie de la production supérieure en 2004 en raison du redémarrage des troisième et quatrième réacteurs, qui ont accru la puissance d'environ 1 500 mégawatts (MW) depuis le deuxième trimestre de 2003 et qui ont proportionnellement fait augmenter les charges d'exploitation de Bruce Power. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le deuxième trimestre de 2004 ont été d'environ 46 \$ par mégawatts-heure (MWh), comparativement au prix moyen réalisé de 45 \$ par MWh au deuxième trimestre de 2003. Environ 55 % de la production ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le deuxième trimestre de 2004, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Sur une base unitaire, les frais d'exploitation de Bruce Power ont diminué, passant de 40 \$ par MWh au deuxième trimestre de 2003 à 30 \$ par MWh au deuxième trimestre de 2004. Cette baisse s'explique principalement par la production accrue en 2004 ainsi que par le repli des coûts, étant donné que les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont été moins fréquents en 2004 qu'en 2003.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2004, le bénéfice de participation avant impôts s'est établi à 96 millions de dollars, comparativement à 54 millions de dollars pour la même période en 2003. Cette hausse s'explique surtout par la production supérieure en 2004 grâce à la remise en service des réacteurs de Bruce A ainsi que par la prise en compte de la période de six mois complets pour le calcul du résultat en 2004, comparativement à la période allant du 14 février au 30 juin en 2003, soit celle durant laquelle TCPL était propriétaire de l'installation en 2003. Les frais d'exploitation pour le semestre terminé le 30 juin 2004 s'établissent à 31 \$ par MWh, comparativement à 36 \$ par MWh pour la période allant du 14 février au 30 juin 2003. Les prix moyens réalisés pour le semestre terminé le 30 juin 2004 ont été de 47 \$ par MWh, comparativement à 52 \$ par MWh durant la période terminée le 30 juin 2003 au cours de laquelle TCPL était propriétaire de l'installation.

Pour le deuxième trimestre de 2004, la disponibilité moyenne des réacteurs de Bruce a été de 92 %, comparativement à 77 % durant le deuxième trimestre de 2003, ce qui reflète le nombre supérieur

d'heures d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif au deuxième trimestre de 2003. La disponibilité durant le semestre terminé le 30 juin 2004 s'est établie à 86 %, comparativement à 84 % pour la période allant du 14 février au 30 juin 2003. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du quatrième réacteur a débuté le 22 mai 2004, et le réacteur a été remis en exploitation le 2 juillet 2004.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix du marché de gros au comptant de l'électricité ainsi que de la disponibilité générale des centrales, elle-même touchée par les travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe. Environ 43 % de la production prévue pour le reste de 2004 fait l'objet de contrats de vente à prix fixe. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'une durée de deux à trois mois environ est prévu pour l'un des réacteurs de Bruce B. Il débutera en même temps qu'aura lieu un arrêt d'exploitation du bâtiment sous vide à Bruce B, ce qui entraînera la mise hors service des quatre réacteurs de Bruce B pendant environ un mois. Dans les deux cas, les travaux débuteront au troisième trimestre de 2004.

### *Participation dans S.E.C. Électricité*

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers se sont élevés à 6 millions de dollars et à 16 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, respectivement. Il s'agit d'un recul de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement, comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2003. Ce recul provient surtout de la participation réduite de l'entreprise d'électricité dans S.E.C. Électricité en 2004 et de la constatation de gains antérieurement reportés découlant de la suppression de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité. Le résultat supérieur tiré de l'acquisition par S.E.C. Électricité des centrales de ManChief et de Curtis Palmer annule en partie ces baisses.

### *Frais généraux, administratifs, de soutien et autres*

Les frais généraux, administratifs, de soutien et autres ont progressé de 2 millions de dollars et de 6 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, respectivement, comparativement aux frais des mêmes périodes en 2003. Cette progression s'explique surtout par une hausse des frais de soutien découlant de la participation accrue de la société dans l'entreprise d'électricité. La compression des charges d'expansion des affaires a annulé en partie la hausse des frais de soutien.

**Volume des ventes d'électricité**

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest <sup>1)3)</sup>	2 929	3 150	5 805	6 241
Établissements de l'Est <sup>3)</sup>	1 474	1 724	3 085	3 409
Participation dans Bruce Power <sup>2)</sup>	2 962	1 681	5 492	2 768
Participation dans S.E.C. Électricité <sup>3)</sup>	536	459	1 108	1 022
<b>Total</b>	<b>7 901</b>	<b>7 014</b>	<b>15 490</b>	<b>13 440</b>

<sup>1)</sup> Les volumes des ventes comprennent la participation de TCPL dans la production aux termes de la convention d'achat d'électricité de Sundance B (50 %).

<sup>2)</sup> Acquisition le 14 février 2003. Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TCPL dans la production de Bruce Power à compter de la date d'acquisition.

<sup>3)</sup> Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.

**Disponibilité moyenne pondérée des centrales <sup>1)</sup>**

(non vérifié)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest <sup>3)</sup>	93 %	92 %	96 %	94 %
Établissements de l'Est <sup>3)</sup>	95 %	92 %	97 %	88 %
Participation dans Bruce Power <sup>2)</sup>	92 %	77 %	86 %	84 %
Participation dans S.E.C. Électricité <sup>3)</sup>	96 %	90 %	97 %	94 %
<b>Toutes les centrales</b>	<b>94 %</b>	<b>86 %</b>	<b>92 %</b>	<b>89 %</b>

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

<sup>2)</sup> Le pourcentage comparatif pour 2003 est calculé à compter de la date d'acquisition, soit le 14 février 2003.

Le troisième réacteur de Bruce A est inclus à compter du 1<sup>er</sup> mars 2004.

<sup>3)</sup> Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.

**Siège social**

Pour les trimestres terminés les 30 juin 2004 et 2003, les charges nettes se sont élevées respectivement à 7 millions de dollars et à 5 millions de dollars. Les charges nettes se sont établies à 7 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2004, comparativement à 18 millions de dollars pour la même période en 2003. La diminution de 11 millions de dollars s'explique principalement par des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts reçus durant le premier trimestre de 2004.

## **Liquidités et ressources en capital**

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

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 390 millions de dollars et à 813 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, respectivement, alors qu'ils avaient été de 434 millions de dollars et de 891 millions de dollars, respectivement, pour les mêmes périodes en 2003.

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 est adéquate et demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2003.

### **Activités d'investissement**

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions, ont totalisé respectivement 93 millions de dollars (107 millions de dollars en 2003) et 194 millions de dollars (183 millions de dollars en 2003). 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.

Durant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, les actifs cédés ont totalisé 408 millions de dollars (néant en 2003) et se rapportaient principalement à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité.

Durant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, la société a consacré respectivement 14 millions de dollars (3 millions de dollars en 2003) et 14 millions de dollars (412 millions de dollars en 2003) à des acquisitions.

### **Activités de financement**

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004, TCPL a affecté respectivement 25 millions de dollars et 501 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. En février 2004, la société a émis pour 200 millions de dollars d'effets à moyen terme comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,1 %. En mars 2004, la société a émis pour 350 millions de dollars US d'effets non garantis de rang supérieur comportant une échéance de 30 ans et un taux d'intérêt de 5,6 %. Pour le semestre terminé le 30 juin 2004, l'en-cours des effets à payer a diminué de 301 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 638 millions de dollars.

L'accroissement de l'encaisse et des placements à court terme et la réduction de l'en-cours des effets à payer signifient que TCPL est bien placée en vue de l'achat de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) (consulter la rubrique Autres faits nouveaux – Transport de gaz – Gas Transmission Northwest Corporation).

### *Dividendes*

Le 22 juillet 2004, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 septembre 2004, un dividende d'un montant total égal au dividende trimestriel total devant être payé par TransCanada Corporation, le 29 octobre 2004, sur ces actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2004. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

### **Obligations contractuelles**

Au 30 juin 2004, TCPL détenait une participation de 30,6 % dans S.E.C. Électricité, une société en commandite ouverte. Jusqu'au 29 avril 2004, S.E.C. Électricité était tenue de racheter toutes les parts en circulation au 30 juin 2017 que TCPL ne détenait pas directement ou indirectement, et TCPL était tenue de financer le rachat conformément aux modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. Électricité. À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. visant à supprimer l'obligation faite à S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TCPL en 2017.

Exclusion faite de la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL depuis le 31 décembre 2003, y compris les paiements exigibles pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, consulter le rapport de gestion de TCPL dans le rapport annuel 2003 de TCPL.

### **Instruments financiers et autres instruments**

L'information présentée ci-après représente les changements importants aux instruments de gestion des risques et instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 et tient compte des effets des modifications comptables qui, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la rubrique Modifications comptables – Relations de couverture.

### *Activités de gestion du change et des taux d'intérêt*

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette libellée en dollars US ainsi qu'au risque de taux d'intérêt. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur les instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 juin 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Taux de change</b>				
Swaps de devises	(12)	(12)	(26)	(26)
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	18	18	2	15
En dollars US	7	7	-	8

Au 30 juin 2004, le montant en capital des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 669 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 juin 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	(6)	(6)	1	(3)
En dollars US	28	28	2	37
<b>Contrats de change à terme</b>				
En dollars US	(2)	(2)	-	1

Au 30 juin 2004, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 200 millions de dollars (150 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 550 millions de dollars US (500 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Le montant en capital des contrats de change à terme était de 200 millions de dollars US (19 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

### Gestion des risques

Pour ce qui est des activités poursuivies, les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TCPL est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

## **Contrôles et procédures**

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TCPL, dont, 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 procédures 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 procédures de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice courant, il ne s'est produit aucun changement concernant le contrôle interne 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, eu égard à laquelle aucun changement ne s'est produit depuis le 31 décembre 2003, 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 2003 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 états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Par rapport à la situation au 31 décembre 2003, les estimations comptables d'importance critique de TCPL demeurent la dotation aux amortissements ainsi que certains gains après impôts reportés et certaines obligations résiduelles relatives à l'entreprise de commercialisation du gaz. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables d'importance critique.

## **Modifications comptables**

### *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA)*. Ce chapitre définit les normes de constatation et de présentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif lié à une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est augmenté à la fin de chaque exercice et un montant correspondant est imputé aux charges d'exploitation. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Dans le cas de ces actifs, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux autres biens du secteur Autres entreprises de transport de gaz de TCPL au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 11 millions de dollars au 30 juin 2004.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 23 millions de dollars au 30 juin 2004. Le placement dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société aucune obligation en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour les périodes antérieures, alors qu'elle a eu une incidence de 1 million de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004.

### *Relations de couverture*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, la désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux dispositions de cette nouvelle note d'orientation, TCPL a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été appliquée prospectivement et a entraîné une augmentation de 4 millions de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement, du bénéfice du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

### *Principes comptables généralement reconnus*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, la nouvelle norme du chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des principes comptables généralement reconnus (PCGR) et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de l'application des PCGR. En vertu de cette nouvelle norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été appliquée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2004. Dans les périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés au bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

### **Perspectives**

En 2004, la réalisation du projet d'acquisition de GTN et le gain réalisé à la vente de Millennium influenceront positivement sur les résultats, alors que la décision rendue par l'EUB en juillet 2004 au sujet des coûts en capital généraux auront des effets négatifs sur les résultats escomptés du secteur de transport de gaz. La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur l'acquisition proposée de GTN et sur la décision de l'EUB. En outre, la société prévoit que le résultat net de l'entreprise d'électricité en 2004 sera supérieur aux prévisions initiales en raison des gains constatés à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité. Le résultat de l'entreprise d'électricité pour le reste de 2004 subira le contrecoup de la constatation de gains antérieurement reportés liés à S.E.C. Électricité au deuxième trimestre de 2004. Si l'on ne tient pas compte de ces incidences et de la réception, durant le premier trimestre de 2004, des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts, les perspectives de la société sont relativement inchangées depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

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 d'assortir leurs cotes de perspectives « stables », tandis que Standard & Poor's assortit plutôt la sienne d'une perspective « négative ».

## **Autres faits nouveaux**

### **Transport de gaz**

#### *Gazoducs détenus en propriété exclusive*

##### *Réseau de l'Alberta*

En juillet 2003, TCPL et d'autres sociétés de services publics ont présenté des témoignages dans le cadre de l'audience sur les coûts en capital généraux de l'EUB. En juillet 2004, TCPL a été informée de la décision de l'EUB au sujet des coûts en capital généraux pour les services publics albertains. La décision prévoit un taux de rendement sur les capitaux propres général de 9,60 % et un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % pour le réseau de l'Alberta en 2004. Il s'agit de pourcentages inférieurs à ceux sollicités, soit 11 % sur les capitaux propres en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires de 40 %, ce que la société croit être un rendement équitable. Si l'on ne tient pas compte des incidences financières de la décision au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale actuellement à l'étude par l'EUB, TCPL estime que le résultat net du réseau de l'Alberta en 2004 s'établira à environ 155 millions de dollars, comparativement à un résultat net de 190 millions de dollars en 2003.

La décision de l'EUB au sujet des coûts en capital généraux établit le rendement général sur les capitaux propres à 9,60 % pour tous les services publics albertains en 2004. À compter de 2005, l'EUB ajustera annuellement le taux de rendement sur les capitaux propres de 75 % de la variation du taux des obligations du Canada à long terme, ce qui est conforme à l'approche préconisée par l'ONÉ. L'EUB a indiqué que l'examen du mécanisme d'ajustement du taux de rendement sur les capitaux propres n'aura pas lieu avant 2009, à moins que le taux de rendement sur les capitaux propres en résultant soit inférieur à 7,6 % ou supérieur à 11,6 %.

En septembre 2003, TCPL a déposé auprès de l'EUB les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale pour 2004, qui renferment les preuves à l'appui de ses besoins en matière de base tarifaire et de produits. La société demande que le taux d'amortissement composé actuel de 4,00 % soit porté à 4,13 %. Les audiences de l'EUB au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale ont eu lieu à Calgary en avril 2004, et les observations et répliques ont été déposées en mai 2004. Une décision est attendue au troisième trimestre de 2004.

Les documents requis pour la deuxième phase de la demande, qui vise principalement la tarification et les services, ont été déposés en décembre 2003. Les témoignages de vive voix dans le cadre de la deuxième phase de l'audience ont débuté à Calgary le 9 juin 2004; les observations ont été déposées le 8 juillet 2004, et les répliques le seront le 29 juillet 2004. La décision de l'EUB est attendue au quatrième trimestre de 2004.

En décembre 2003, l'EUB a approuvé la demande de TCPL sollicitant l'approbation de tarifs provisoires aux services de transport à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004. Les tarifs définitifs pour 2004 seront déterminés en fonction de la décision de l'EUB au sujet de la demande tarifaire générale de 2004 et tiendront compte des décisions que rendra l'EUB par suite de l'audience sur les coûts en capital généraux.

### *Réseau principal au Canada*

En avril 2004, la Cour d'appel fédérale a débouté TCPL qui avait interjeté appel de la décision de l'ONÉ de refuser la demande d'examen et de modification du rendement équitable de TCPL, mais elle a avalisé l'interprétation que TCPL faisait de la loi pour ce qui est de la détermination d'un rendement équitable par l'ONÉ. Ce jugement n'influe aucunement sur les résultats déclarés de 2001, 2002 et 2003.

En décembre 2003, l'ONÉ a approuvé des droits provisoires pour le réseau principal au Canada, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2004. La demande de droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2004 a été déposée en janvier 2004. Elle sollicitait un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Compte tenu de la décision de la Cour d'appel fédérale, TCPL a informé l'ONÉ qu'elle ne contestera pas la formule d'établissement du taux de rendement sur les capitaux propres dans sa demande tarifaire de 2004, et elle a révisé la demande pour tenir compte d'un taux de rendement sur les capitaux propres de 9,56 % en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. La première phase de l'audience, qui examine toutes les questions soulevées dans la demande, sauf le coût en capital, s'est terminée le 25 juin 2004. Une décision est attendue vers la fin du troisième trimestre de 2004. La procédure de la deuxième phase de l'audience, qui portera sur le coût en capital, aura lieu au quatrième trimestre de 2004.

### *Autres entreprises de transport de gaz*

#### *Mise en valeur des régions nordiques*

TCPL a repris les pourparlers avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska et l'État de l'Alaska (l'État) au sujet du tronçon alaskien du gazoduc de la route de l'Alaska. En avril 2004, TCPL a annoncé qu'elle avait signé un protocole d'entente avec l'État. Aux termes du protocole d'entente, TCPL s'est engagée à présenter une demande en vertu du *Stranded Gas Development Act* de l'État, et ce dernier reprendra le traitement de la demande de TCPL, depuis longtemps en suspens, au sujet d'une concession pour l'emprise sur les terres de l'État. TCPL détient les emprises complémentaires sur les terres fédérales en Alaska. Dans le protocole d'entente, l'État et TCPL reconnaissent l'importance critique des négociations fiscales préalables entre l'État et les producteurs du versant Nord.

En juin 2004, TCPL a présenté une demande en vertu du *Stranded Gas Development Act* de l'Alaska. TCPL prévoit que les négociations fiscales entre l'État de l'Alaska et les producteurs du versant Nord se poursuivront parallèlement aux activités au sujet de l'emprise et à l'examen de la demande en vertu du *Stranded Gas Development Act*. Les discussions sur chacun de ces deux dossiers contribueront à faire progresser le projet.

Une fois la demande de concession pour l'emprise approuvée, TCPL serait disposée à transférer la concession à une autre société ou à un partenariat dans la mesure où les ententes commerciales

pertinentes sont en place. Tout transfert de la concession exigerait également une entente d'interconnexion avec TCPL à la frontière de l'Alaska et du Yukon. Dans l'intervalle, TCPL continuera de jouer un rôle de premier plan au Canada et en Alaska pour faire progresser le projet de gazoduc de la route de l'Alaska.

### *Gas Transmission Northwest Corporation*

Comme l'indique le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2003 de TCPL, la société a conclu avec National Energy & Gas Transmission, Inc. (NEGT) et certaines de ses filiales une entente d'achat d'actions qui prévoit l'acquisition de GTN au prix de 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US et sous réserve des ajustements de clôture. GTN détient et exploite deux réseaux de gazoducs, soit Gas Transmission Northwest Pipeline System et North Baja Pipeline System (North Baja). L'acquisition de North Baja était assujettie au droit de premier refus d'une tierce partie. Cette dernière a consenti à renoncer à ce droit en ce qui a trait à la vente de North Baja à TCPL. Par conséquent, TCPL prévoit désormais réaliser l'acquisition de Gas Transmission Northwest System et celle de North Baja simultanément.

Durant le deuxième trimestre de 2004, le tribunal de la faillite a approuvé le plan d'arrangement de NEGТ en vertu du chapitre onzième et la vente de GTN à TCPL. TCPL a respecté les conditions préalables à la ratification de l'opération aux termes de la convention d'achat et attend que NEGТ ait mis en œuvre le plan d'arrangement en vertu du chapitre onzième, qui constitue la dernière condition importante préalable à la ratification de l'opération. NEGТ a informé TCPL qu'avant de mettre en œuvre le plan d'arrangement en vertu du chapitre onzième, elle s'employait avec diligence à résoudre d'autres questions liées à la restructuration qui ne sont liées ni à GTN ni à l'opération visant GTN mais qui, néanmoins, sont jugées dans le meilleur intérêt de la succession et des créanciers. NEGТ a de plus affirmé qu'elle croyait que le plan entrera en vigueur au plus tard vers la fin du troisième trimestre ou au début du quatrième trimestre du présent exercice. Les parties prévoient ratifier l'opération visant GNT peu de temps après.

## **Électricité**

### *MacKay River*

La centrale de cogénération de MacKay River, d'une puissance de 165 MW, est située dans le chantier de mise en valeur des sables bitumineux de Petro-Canada à MacKay River. La centrale a été déclarée comme étant contractuellement en exploitation le 1<sup>er</sup> février 2004. Certains problèmes d'intégration non résolus au sujet du système central ont entravé l'exploitation normale de la centrale durant le premier et le deuxième trimestres de 2004. Les problèmes d'intégration ne sont pas encore réglés, mais la centrale était exploitée de façon plus soutenue vers la fin du deuxième trimestre de 2004.

### *Bécancour*

Le contrat de Bécancour prévoyant l'aménagement d'une centrale électrique de cogénération alimentée au gaz naturel d'une puissance de 550 MW à Bécancour, au Québec, a été approuvé par la Régie de l'énergie en août 2003. Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement a revu le projet de Bécancour et, en avril 2004, a conclu que la centrale de cogénération proposée répondait à toutes les exigences réglementaires du Québec ou les dépassait. En juillet 2004, le gouvernement du Québec a donné à TCPL son approbation finale du projet. Les travaux de construction ont débuté

au chantier en juillet 2004, et les coûts de construction du projet sont évalués à environ 500 millions de dollars.

## Renseignements sur les actions

Au 30 juin 2004, TCPL avait 480 668 109 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, il y avait en circulation 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 30 juin 2004.

### Principales données financières trimestrielles consolidées <sup>1)</sup>

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2004		2003				2002	
	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième
Produits	1 256	1 233	1 319	1 391	1 311	1 336	1 338	1 285
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires								
Activités poursuivies	388	214	193	198	202	208	180	175
Activités abandonnées	-	-	-	50	-	-	-	-
	<b>388</b>	<b>214</b>	<b>193</b>	<b>248</b>	<b>202</b>	<b>208</b>	<b>180</b>	<b>175</b>
<b>Données sur les actions</b>								
Bénéfice net par action - de base								
Activités poursuivies	0,81 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,41 \$	0,42 \$	0,43 \$	0,37 \$	0,37 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,11	-	-	-	-
	<b>0,81 \$</b>	<b>0,44 \$</b>	<b>0,40 \$</b>	<b>0,52 \$</b>	<b>0,42 \$</b>	<b>0,43 \$</b>	<b>0,37 \$</b>	<b>0,37 \$</b>
Bénéfice net par action - dilué	0,81 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,52 \$	0,42 \$	0,43 \$	0,37 \$	0,36 \$

<sup>1)</sup> Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada.

Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. On trouve aux notes 1 et 18 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2003 de TCPL faisant partie du rapport annuel 2003 de TCPL des renseignements financiers 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 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 les résultats sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent d'ajustements 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 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:

- Au premier trimestre de 2003, TCPL a effectué l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, ce qui a fait augmenter le résultat de l'entreprise d'électricité en 2004 et 2003, comparativement à 2002.
- Au premier trimestre de 2003, TCPL a négocié un règlement d'un an au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2003, qui comprenait des besoins en produits fixes de 1,277 milliard de dollars, comparativement à 1,347 milliard de dollars en 2002. Cette opération a fait baisser le résultat de l'entreprise de transport en 2003 comparativement à 2002.
- 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 TCPL des économies d'impôts futurs constatées par TransGas de Occidente S.A.
- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts d'environ 12 millions de dollars.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2004 comprend des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité.

---

### 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 énoncés pourraient différer des résultats ou des événements qui se produiront. Les facteurs en raison desquels les résultats ou événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL 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 TCPL auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. TCPL 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

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
<b>Produits</b>	<b>1 256</b>	1 311	<b>2 489</b>	2 647
<b>Charges d'exploitation</b>				
Coût des marchandises vendues	152	189	279	369
Autres coûts et charges	400	382	774	809
Amortissement	232	217	464	432
	<u>784</u>	<u>788</u>	<u>1 517</u>	<u>1 610</u>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>472</b>	523	<b>972</b>	1 037
<b>Autres charges (produits)</b>				
Charges financières	199	205	394	409
Charges financières des coentreprises	16	23	30	45
Bénéfice de participation	(59)	(26)	(117)	(84)
Intérêts créditeurs et autres produits	(17)	(22)	(32)	(35)
Gains liés à S.E.C. Électricité	(197)	-	(197)	-
	<u>(58)</u>	<u>180</u>	<u>78</u>	<u>335</u>
<b>Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>530</b>	343	<b>894</b>	702
<b>Impôts sur les bénéfices</b>				
Exigibles	131	74	238	136
Futurs	(2)	53	21	127
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6</u>	<u>-</u>
<b>Bénéfice net</b>	<b>401</b>	216	<b>629</b>	439
<b>Charges liées aux titres privilégiés</b>	<b>8</b>	9	<b>16</b>	18
<b>Dividendes sur les actions ordinaires</b>	<b>5</b>	5	<b>11</b>	11
	<u>388</u>	<u>202</u>	<u>602</u>	<u>410</u>
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>388</b>	202	<b>602</b>	410

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003	2004	2003
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net	401	216	629	439
Amortissement	232	217	464	432
Impôts futurs	(2)	53	21	127
Gains liés à S.E.C. Électricité	(197)	-	(197)	-
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(39)	(8)	(90)	(59)
Autres	(5)	(44)	(14)	(48)
Fonds provenant de l'exploitation	390	434	813	891
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(30)	33	(72)	25
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	360	467	741	916
Sorties nettes liées aux activités abandonnées	(8)	(88)	(10)	(84)
	352	379	731	832
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(93)	(107)	(194)	(183)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(14)	(3)	(14)	(412)
Cession d'actifs	408	-	408	-
Montants reportés et autres	32	(47)	(13)	(65)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	333	(157)	187	(660)
<b>Activités de financement</b>				
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(158)	(149)	(306)	(288)
Effets remboursés, montant net	(72)	(291)	(301)	(82)
Dette à long terme émise	-	475	665	475
Réduction de la dette à long terme	(25)	(50)	(501)	(59)
Dette sans recours émise par les coentreprises	81	29	87	46
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(3)	(32)	(12)	(48)
Parts de société en commandite de coentreprises émises	88	-	88	-
Actions ordinaires émises	-	2	-	18
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	(89)	(16)	(280)	62
<b>Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme</b>	596	206	638	234
<b>Encaisse et placements à court terme</b>				
Au début de la période	379	240	337	212
<b>Encaisse et placements à court terme</b>				
À la fin de la période	975	446	975	446
<b>Information supplémentaire sur les flux de trésorerie</b>				
Impôts sur les bénéfices payés	91	69	252	124
Intérêts payés	221	238	393	428

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**Bilans consolidés**

(en millions de dollars)	30 juin 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Encaisse et placements à court terme	975	337
Débiteurs	586	603
Stocks	161	165
Autres	143	88
	<b>1 865</b>	<b>1 193</b>
<b>Placements à long terme</b>	<b>827</b>	<b>733</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>17 005</b>	<b>17 460</b>
<b>Autres éléments d'actif</b>	<b>1 361</b>	<b>1 164</b>
	<b>21 058</b>	<b>20 550</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Effets à payer	66	367
Créditeurs	985	1 069
Intérêts courus	215	208
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	597	550
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	25	19
	<b>1 888</b>	<b>2 213</b>
<b>Montants reportés</b>	<b>540</b>	<b>475</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>9 807</b>	<b>9 465</b>
<b>Impôts futurs</b>	<b>436</b>	<b>427</b>
<b>Dette sans recours des coentreprises</b>	<b>853</b>	<b>761</b>
<b>Déventures subordonnées de rang inférieur</b>	<b>20</b>	<b>22</b>
	<b>13 544</b>	<b>13 363</b>
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>81</b>	<b>82</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Titres privilégiés	671	672
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	4 632	4 632
Surplus d'apport	269	267
Bénéfices non répartis	1 505	1 185
Écart de conversion	(33)	(40)
	<b>7 433</b>	<b>7 105</b>
	<b>21 058</b>	<b>20 550</b>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**États consolidés des bénéfices non répartis**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Semestres terminés les 30 juin	
	2004	2003
Solde au début de la période	1 185	854
Bénéfice net	629	439
Charges liées aux titres privilégiés	(16)	(18)
Dividendes sur les actions privilégiées	(11)	(11)
Dividendes sur les actions ordinaires	(282)	(259)
	<b>1 505</b>	<b>1 005</b>

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 annuels de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, sauf dans la mesure indiquée 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 2003 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été retraités pour qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour 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. Modifications comptables

#### *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). Ce chapitre définit les normes de constatation et de présentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif lié à une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Dans le cas de ces actifs, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux autres biens du secteur Autres entreprises de transport de gaz de TCPL au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 11 millions de dollars au 30 juin 2004.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 23 millions de dollars au 30 juin 2004. Le placement dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société nulle obligation légale en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour les périodes antérieures, alors qu'elle a eu une incidence de 1 million de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2004.

#### *Relations de couverture*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, le désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux dispositions de cette nouvelle note d'orientation, TCPL a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été appliquée prospectivement et a entraîné une augmentation de 4 millions de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement, du bénéfice du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

*Principes comptables généralement reconnus*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, la nouvelle norme du chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des PCGR et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de l'application des PCGR. En vertu de cette nouvelle norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été appliquée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2004. Dans les périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés au bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

## 3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	948	944	308	367	-	-	1 256	1 311
Coût des marchandises vendues	-	-	(152)	(189)	-	-	(152)	(189)
Autres coûts et charges	(298)	(301)	(101)	(79)	(1)	(2)	(400)	(382)
Amortissement	(215)	(195)	(17)	(22)	-	-	(232)	(217)
Bénéfice (perte) d'exploitation	435	448	38	77	(1)	(2)	472	523
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(189)	(194)	(2)	(3)	(21)	(22)	(212)	(219)
Charges financières des coentreprises	(15)	(22)	(1)	(1)	-	-	(16)	(23)
Bénéfice de participation	11	10	48	16	-	-	59	26
Intérêts créditeurs et autres produits	9	3	1	4	7	15	17	22
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	197	-	-	-	197	-
Impôts sur les bénéfices	(105)	(101)	(32)	(30)	8	4	(129)	(127)
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>146</b>	<b>144</b>	<b>249</b>	<b>63</b>	<b>7</b>	<b>(5)</b>	<b>388</b>	<b>202</b>

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	1 897	1 904	592	743	-	-	2 489	2 647
Coût des marchandises vendues	-	-	(279)	(369)	-	-	(279)	(369)
Autres coûts et charges	(583)	(605)	(188)	(200)	(3)	(4)	(774)	(809)
Amortissement	(427)	(389)	(37)	(43)	-	-	(464)	(432)
Bénéfice (perte) d'exploitation	887	910	88	131	(3)	(4)	972	1 037
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(381)	(390)	(4)	(5)	(42)	(43)	(427)	(438)
Charges financières des coentreprises	(29)	(44)	(1)	(1)	-	-	(30)	(45)
Bénéfice de participation	21	30	96	54	-	-	117	84
Intérêts créditeurs et autres produits	12	8	5	8	15	19	32	35
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	197	-	-	-	197	-
Impôts sur les bénéfices	(215)	(212)	(67)	(61)	23	10	(259)	(263)
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>295</b>	<b>302</b>	<b>314</b>	<b>126</b>	<b>(7)</b>	<b>(18)</b>	<b>602</b>	<b>410</b>

## Total de l'actif

(en millions de dollars)	30 juin 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
Transport de gaz	16 814	16 974
Électricité	2 602	2 753
Siège social	1 637	812
Activités poursuivies	21 053	20 539
Activités abandonnées	5	11
	<b>21 058</b>	<b>20 550</b>

#### 4. Gestion des risques et instruments financiers

L'information présentée ci-après représente les changements importants aux instruments de gestion des risques et instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 et tient compte des incidences des modifications comptables qui, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la note 2, Modifications comptables – Relations de couverture.

##### *Activités de gestion du change et des taux d'intérêt*

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette libellée en dollars US, au risque de change lié aux charges libellées en dollars US ainsi qu'au risque de taux d'intérêt. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur les instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 juin 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Taux de change</b>				
Swaps de devises	(12)	(12)	(26)	(26)
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	18	18	2	15
En dollars US	7	7	-	8

Au 30 juin 2004, le montant en capital des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 669 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 juin 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	(6)	(6)	1	(3)
En dollars US	28	28	2	37
<b>Contrats de change à terme</b>				
En dollars US	(2)	(2)	-	1

Au 30 juin 2004, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 200 millions de dollars (150 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 550 millions de dollars US (500 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Le montant en capital des contrats de change à terme était de 200 millions de dollars US (19 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

## 5. S.E.C. Électricité

Le 30 avril 2004, TCPL a vendu à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) les centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US avant les ajustements de clôture et a constaté un gain de 15 millions de dollars après impôts. S.E.C. Électricité a financé l'achat grâce à l'émission de 8,1 millions de reçus de souscription qui a pris fin le 15 avril 2004 et au moyen d'un prêt de tiers. Dans le cadre du placement de reçus de souscription, TCPL a acheté 540 000 reçus de souscription à un prix total d'environ 20 millions de dollars. Les reçus de souscription ont par la suite été convertis en parts de la société en commandite. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %.

À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. visant à supprimer l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TCPL au 30 juin 2017. TCPL était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence. La suppression de l'obligation et la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité ont donné lieu à un gain de 172 millions de dollars. Ce montant reflète principalement la constatation des gains non amortis sur des opérations antérieures de S.E.C. Électricité.

## 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 et le semestre terminés le 30 juin se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Coût des prestations au titre des services rendus de la période	7	7	1	1
Intérêts débiteurs	14	13	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(13)	(13)	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	3	2	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<u>11</u>	<u>9</u>	<u>3</u>	<u>3</u>

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Coût des prestations au titre des services rendus de la période	14	13	1	1
Intérêts débiteurs	28	26	3	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(27)	(26)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglemantée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	4	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<u>22</u>	<u>18</u>	<u>6</u>	<u>6</u>

## 7. Acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation

Le 24 février 2004, TCPL a annoncé la conclusion d'une entente prévoyant l'acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) auprès de National Energy & Gas Transmission Inc. (NEGT) au prix d'environ 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US. L'opération est assujettie aux ajustements de clôture. GTN est une société pipelinère qui possède et exploite deux réseaux de gazoducs. TCPL a respecté les conditions préalables à la ratification de l'opération aux termes de la convention d'achat et attend que NEGТ ait mis en œuvre le plan d'arrangement qui constitue la dernière condition importante préalable à la ratification de l'opération. L'acquisition devrait être ratifiée vers la fin du troisième trimestre ou au début du quatrième trimestre du présent exercice.

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/Debbie Stein 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 TCPL : <http://www.transcanada.com>