

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2006

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 27 juillet 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 six mois terminés le 30 juin 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, 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.

Informations prospectives

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.

Information non conforme aux PCGR

Dans son rapport de gestion, la société utilise les mesures « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies dans les principes comptables généralement reconnus (PCGR), et, par conséquent, elles sont considérées comme étant de l'information non conforme aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Elles ont été utilisées pour fournir aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur la liquidité de la société et sur sa capacité de générer des fonds pour financer son exploitation.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le bénéfice d'exploitation est une mesure utilisée par le secteur de l'énergie. Il représente les produits plus le bénéfice de participation moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Il y a lieu de se reporter à la rubrique intitulée « Énergie » du rapport de gestion pour le rapprochement du bénéfice d'exploitation au résultat net.

Résultats d'exploitation

Le 1^{er} juin 2006, TCPL a révisé la composition et la désignation de ses secteurs d'exploitation isolables, qui sont désormais les pipelines et l'énergie. Le secteur des pipelines comprend principalement les pipelines de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Le secteur de l'énergie regroupe les entreprises d'exploitation de centrales électriques, de stockage de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié (GNL) de la société au Canada et aux États-Unis. Par conséquent, la structure d'organisation interne de la société a été modifiée en fonction de ces secteurs. Les informations sectorielles ont été retraitées rétroactivement pour tenir compte des changements aux secteurs d'exploitation isolables. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé.

Résultats consolidés

Aperçu des résultats sectoriels

(non vérifié)

(en millions de dollars,

sauf les montants par action)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Pipelines				
Exclusion faite des gains	134	165	291	326
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	13	-	13	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	1	-	49
	147	166	304	375
Énergie	97	41	197	73
Siège social	-	(8)	(13)	(17)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies ⁽¹⁾	244	199	488	431
Activités abandonnées	-	-	28	-
	244	199	516	431

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
(1) Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies se composant de ce qui suit :				
Exclusion faite des gains	231	198	475	382
Gains à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P. et des parts de PipeLines LP	13	1	13	49
	244	199	488	431

Au deuxième trimestre de 2006, le bénéfice net de revenant aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies (résultat net) de TCPL s'est établi à 244 millions de dollars, comparativement à 199 millions de dollars au deuxième trimestre de 2005. L'accroissement de 45 millions de dollars provient surtout de la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'énergie et de la baisse des charges nettes du secteur du siège social, annulées en partie par le recul du résultat net de l'entreprise de pipelines.

L'augmentation de 56 millions de dollars du résultat net du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, provient surtout de la progression du bénéfice d'exploitation tiré de chacune de ses entreprises existantes, ainsi que de l'incidence favorable de 23 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada décrétée durant le deuxième trimestre de 2006. Ces hausses ont été en partie annulées par l'absence du bénéfice d'exploitation découlant de la vente du placement dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005.

Le recul de 8 millions de dollars des charges nettes du secteur du siège social au deuxième trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada durant le deuxième trimestre de 2006. En outre, l'accroissement des intérêts créditeurs et autres produits pour l'exercice à ce jour ainsi que l'incidence favorable du fléchissement du dollar américain ont été annulées en grande partie par la hausse des charges financières.

Le résultat net du secteur des pipelines a régressé de 19 millions de dollars au deuxième trimestre de 2006 comparativement à celui de la même période en 2005. Ce recul provient avant tout de la réduction du bénéfice net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta en raison de la baisse du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne. De plus, le résultat net du réseau principal au Canada au deuxième trimestre de 2005 comprenait un montant de 13 millions de dollars ayant trait à 2004 en raison de la décision rendue par l'Office national de l'énergie (ONÉ) durant le deuxième trimestre de 2005 au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) au sujet de la structure du capital. Ces baisses ont été en partie annulées par un gain de 13 millions de dollars après les impôts à la vente de la participation de commandité de 17,5 % que détenait TCPL dans Northern Border Partners, L.P. à une filiale d'ONEOK Inc. (ONEOK) durant le deuxième trimestre de 2006.

À 516 millions de dollars, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL pour le semestre terminé le 30 juin 2006 comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars. Ce dernier tient compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de

Mirant Corporation et de certaines de ses filiales (Mirant) et reçus durant le premier trimestre de 2006 relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TCPL s'est dessaisie en 2001. Pour le semestre terminé le 30 juin 2005, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires avait été de 431 millions de dollars.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2006, le résultat net de TCPL s'est établi à 488 millions de dollars, comparativement à 431 millions de dollars pour la même période en 2005. L'accroissement de 57 millions de dollars provient surtout de la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'énergie et de la baisse des charges nettes du secteur du siège social, annulées en partie par le recul du résultat net de l'entreprise de pipelines.

L'augmentation de 124 millions de dollars du résultat net du secteur de l'énergie pour le semestre terminé le 30 juin 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, provient surtout de la progression du bénéfice d'exploitation tiré de chacune de ses entreprises en exploitation ainsi que de l'incidence favorable de 23 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada décrétée durant le deuxième trimestre de 2006. Ces hausses ont été en partie annulées par l'absence du bénéfice d'exploitation à la suite de la vente du placement dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005.

Le recul de 4 millions de dollars des charges nettes du secteur du siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs au deuxième trimestre de 2006 en raison de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada, contrebalancée en partie par les remboursements d'impôts sur les bénéfices supérieurs et par les rajustements fiscaux positifs constatés durant le semestre terminé le 30 juin 2005. De plus, la hausse des intérêts créditeurs et autres produits et l'incidence favorable du fléchissement du dollar américain pour l'exercice à ce jour ont été atténuées principalement par l'accroissement des charges financières.

Mis à part le gain de 49 millions de dollars à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et du gain de 13 millions de dollars à la vente, en 2006, de la participation de commandité que détenait TCPL dans Northern Border Partners, L.P., le résultat net du secteur des pipelines pour le semestre terminé le 30 juin 2006 a été de 35 millions de dollars inférieur à celui de la période correspondante de 2005. Ce recul s'explique principalement par le résultat net inférieur du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta en raison de la diminution du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne entre 2005 et 2006, de l'incidence de 13 millions de dollars sur le résultat net au deuxième trimestre de 2005 (se rapportant à 2004) de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada ainsi que du recul du résultat net des autres pipelines de TCPL. Ces baisses ont été en partie annulées par la hausse du résultat net de GTN, qui comprenait un règlement de 29 millions de dollars (18 millions de dollars après les impôts) conclu dans le cadre de la faillite de Mirant, ancien expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 539 millions de dollars et à 1 055 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006. Il s'agit d'une hausse de 42 millions de dollars et de 138 millions de dollars, respectivement, comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2005.

Pipelines

Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est élevé à 147 millions de dollars et à 304 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, alors qu'il avait été de 166 millions de dollars et de 375 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2005.

Aperçu des résultats – Pipelines

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	61	86	120	149
Réseau de l'Alberta	34	37	67	74
GTN	13	16	45	39
Réseau de Foothills	6	6	11	11
Réseau de la Colombie-Britannique	1	1	3	3
	115	146	246	276
Autres pipelines				
Great Lakes	11	11	23	25
Iroquois	3	3	7	7
PipeLines LP	3	1	4	5
Portland	(2)	-	4	6
Ventures LP	3	3	6	6
TQM	1	1	3	3
TransGas	2	3	5	6
Gas Pacifico/INNERGY	3	-	4	-
Mise en valeur des régions nordiques	(1)	(1)	(2)	(2)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(4)	(2)	(9)	(6)
	19	19	45	50
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	1	-	49
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	13	-	13	-
	32	20	58	99
Résultat net	147	166	304	375

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le résultat net du réseau principal au Canada a fléchi de 25 millions de dollars et de 29 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2005. Ces reculs découlent principalement du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires déterminé par l'ONÉ, soit 8,88 % en 2006 comparativement à 9,46 % en 2005, de la base d'investissement moyenne inférieure ainsi que de l'incidence positive de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Cette décision, rendue en avril 2005, comprenait une augmentation du taux de rendement de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 33 % à 36 % pour 2004 et qui est également en vigueur pour 2005 conformément au règlement tarifaire conclu avec les expéditeurs en 2005. Par conséquent, le résultat net du réseau principal au Canada au deuxième trimestre de 2005 comprend un montant de 13 millions de dollars se rapportant à 2004.

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006 a diminué respectivement de 3 millions de dollars et de 7 millions de dollars comparativement aux chiffres inscrits pour les mêmes périodes en 2005. Ces reculs s'expliquent avant tout par la base tarifaire moyenne moins élevée ainsi que par le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires inférieur en 2006 comparativement à 2005, ainsi qu'il est déterminé par l'Alberta Energy

and Utilities Board (EUB). Le résultat net en 2006 tient compte d'un 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 % en 2005.

Au deuxième trimestre de 2006, le résultat net de GTN a été de 3 millions de dollars inférieur au chiffre du deuxième trimestre de 2005, qui comprenait l'incidence positive de 2 millions de dollars attribuable à l'amortissement d'un rajustement de la juste valeur de la dette à long terme en raison de l'achat de GTN vers la fin de 2004. Le résultat net de GTN pour le semestre terminé le 30 juin 2006 a été de 45 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2005. Cette hausse s'explique principalement par le règlement de 29 millions de dollars (18 millions de dollars après les impôts) conclu au premier trimestre de 2006 à la suite de la faillite de Mirant. La baisse des produits de transport a réduit le résultat net d'environ 6 millions de dollars après les impôts. De plus, les résultats du semestre terminé le 30 juin 2005 comprenaient un résultat net de 6 millions de dollars attribuable à l'amortissement du rajustement de la juste valeur de la dette à long terme.

Données sur l'exploitation

Semestres terminés les 30 juin
(non vérifié)

	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Réseau de Gas Transmission Northwest ⁽³⁾		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)	7 454	7 873	4 305	4 534	s.o.	s.o.	654	687	207	219
Volumes livrés (Gpi ³)										
Total	1 534	1 437	2 026	1 936	349	383	500	520	156	162
Moyenne quotidienne	8,5	7,9	11,2	10,7	1,9	2,1	2,8	2,9	0,9	0,9

⁽¹⁾ Pour le semestre terminé le 30 juin 2006, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 144 milliards de pieds cubes (1 044 milliards de pieds cubes en 2005), soit une moyenne quotidienne de 6,3 milliards de pieds cubes (5,8 milliards de pieds cubes en 2005).

⁽²⁾ Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 2 070 milliards de pieds cubes pour le semestre terminé le 30 juin 2006 (1 979 milliards de pieds cubes en 2005), soit une moyenne quotidienne de 11,4 milliards de pieds cubes (10,9 milliards de pieds cubes en 2005).

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

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres pipelines a totalisé 32 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 20 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2005. Le résultat net du deuxième trimestre de 2006 comprend un gain de 13 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de la participation de commandité de 17,5 % que détenait TransCanada dans Northern Border Partners, L.P., tandis que le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprenait un gain de 1 million de dollars après les impôts lié à la vente de parts de PipeLines LP. À l'exclusion de ces gains, le résultat net du deuxième trimestre de 2006 est comparable à celui du même trimestre en 2005. La hausse du résultat net de Gas Pacifico/INNERGY en raison des réductions de production de gaz naturel en 2005 et de celui de PipeLines LP en raison principalement de la participation supplémentaire détenue dans Northern Border a été atténuée par la l'augmentation des frais de soutien et le recul du résultat de Portland par suite de la constatation, au deuxième trimestre de 2006, d'une provision pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels de la part d'une filiale de Calpine Corporation qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite.

Le résultat net du semestre terminé le 30 juin 2006 a été de 58 millions de dollars, comparativement à 99 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. Exclusion faite du gain de 13 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de la participation de commandité dans Northern Border Partners, L.P. constaté en 2006 et du gain de 49 millions de dollars après les impôts à la vente de parts de PipeLines LP constaté en 2005, le résultat net du semestre terminé le 30 juin 2006 a été de 5 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour la même période en 2005. La hausse du résultat net de Gas Pacifico/INNERGY en raison des réductions de production de gaz naturel en 2005 a été plus qu'annulée par l'incidence du fléchissement du dollar américain en 2006, les frais de soutien supérieurs et le recul du résultat net de Portland comparativement à 2005.

Au 30 juin 2006, TCPL avait consenti des avances de 104 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 10 millions de dollars relativement au projet de pipeline Keystone.

Énergie

Aperçu des résultats – Énergie

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power	41	13	104	43
Installations d'énergie de l'Ouest	46	28	104	58
Installations d'énergie de l'Est	43	39	92	44
Stockage de gaz naturel	17	3	39	11
Participation dans S.E.C. Électricité	-	8	-	17
Frais généraux, administratifs et de soutien	(35)	(30)	(65)	(63)
Bénéfice d'exploitation	112	61	274	110
Charges financières	(5)	(3)	(12)	(7)
Intérêts créditeurs et autres produits	1	-	3	3
Impôts sur les bénéfices	(11)	(17)	(68)	(33)
Résultat net	97	41	197	73

À 97 millions de dollars, le résultat net du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2006 a augmenté de 56 millions de dollars comparativement au chiffre de 41 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2005. Cette hausse provient de la progression du bénéfice d'exploitation de chacune de ses entreprises existantes ainsi que de l'incidence favorable de rajustements de 23 millions de dollars au titre des impôts futurs en raison de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés décrétée au Canada durant le deuxième trimestre de 2006. Ces hausses ont été atténuées par l'absence du bénéfice d'exploitation à la suite de la vente de la participation dans S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005.

L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation s'est accru de 28 millions de dollars au deuxième trimestre de 2006, comparativement au deuxième trimestre de 2005, et ce, surtout grâce à la hausse des volumes produits. Les prix réalisés inférieurs dans leur ensemble ont en partie contré l'incidence positive des volumes supérieurs.

Pour le deuxième trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation des installations d'énergie de l'Ouest a été de 18 millions de dollars supérieur à celui de la même période en 2005. Cette hausse provient avant tout de la hausse du résultat découlant de l'acquisition, le 31 décembre 2005, de la convention d'achat d'électricité (CAE) de Sheerness 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.

Au deuxième trimestre de 2006, les produits d'exploitation des installations d'énergie de l'Est ont été de 4 millions de dollars supérieurs à ceux du deuxième trimestre de 2005, et ce, principalement en raison de la marge généralement plus élevée sur les ventes d'électricité et les profits réalisés sur le gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain et par la hausse des coûts totaux de production d'électricité découlant principalement de l'augmentation des coûts de combustible liée à l'accroissement de la distribution de l'installation d'OSP.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est accru de 14 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2005 et celui de 2006, surtout grâce aux contributions supérieures de l'installation de stockage de gaz naturel de CrossAlta en raison de la capacité accrue et des écarts supérieurs pour le gaz naturel stocké.

À 197 millions de dollars, le résultat net du secteur de l'énergie pour le semestre terminé le 30 juin 2006 est de 124 millions de dollars supérieur aux 73 millions de dollars inscrits pour la même période en 2005. La hausse est surtout due aux contributions plus élevées de chacune de ses entreprises existantes et à l'incidence positive de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés. Ces hausses ont été en partie annulées par l'absence du bénéfice d'exploitation découlant de la vente de la participation dans S.E.C. Électricité durant le troisième 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 de la centrale pour les deux périodes.

Aperçu des résultats de Bruce Power ⁽¹⁾

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power (base de 100 %)				
Produits				
Électricité	439	385	918	796
Autres ⁽²⁾	11	8	28	15
	450	393	946	811
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien	(226)	(228)	(446)	(433)
Combustible	(22)	(18)	(42)	(37)
Loyer supplémentaire	(42)	(41)	(85)	(82)
Amortissement	(34)	(49)	(65)	(97)
	(324)	(336)	(638)	(649)
Produits, déduction faite des charges d'exploitation	126	57	308	162
Charges financières selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation	-	(17)	-	(34)
	126	40	308	128
Quote-part de TCPL	39	12	101	40
Rajustements	2	1	3	3
Bénéfice d'exploitation de TCPL tiré de Bruce Power ⁽³⁾	41	13	104	43
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible de la centrale				
Bruce A	63 %		71 %	
Bruce B	94 %		95 %	
Capacité cumulée de Bruce Power	84 %	71 %	87 %	76 %
Volumes des ventes (en GWh) ⁽⁴⁾				
Bruce A – 100 %	2 070		4 590	
Bruce B – 100 %	6 630		13 250	
Capacité cumulée de Bruce Power – 100 %	8 700	7 299	17 840	15 520
Quote-part de TCPL	3 094	2 306	6 400	4 904
Résultats par MWh ⁽⁵⁾				
Produits de Bruce A	58 \$		58 \$	
Produits de Bruce B	48 \$		49 \$	
Produits cumulés de Bruce Power	51 \$	53 \$	51 \$	51 \$
Combustible	2 \$	2 \$	2 \$	2 \$
Total des charges d'exploitation ⁽⁶⁾	37 \$	46 \$	35 \$	42 \$
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant	39 %	49 %	38 %	49 %

⁽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 des recouvrements de coûts de combustible de Bruce A, soit 5 millions de dollars et 11 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006.

⁽³⁾ Le bénéfice de participation consolidé de TCPL comprend un montant de 13 millions de dollars et de 43 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, représentant la part de 31,6 % du résultat de Bruce Power revenant à TCPL.

⁽⁴⁾ En gigawatts-heure.

⁽⁵⁾ En mégawatts-heure.

⁽⁶⁾ Déduction faite des recouvrements des coûts de combustible.

Le bénéfice d'exploitation de TCPL provenant de son investissement cumulé dans Bruce Power s'est établi à 41 millions de dollars au deuxième trimestre de 2006, soit 28 millions de plus qu'au deuxième trimestre de 2005, et ce, surtout grâce à la hausse des volumes produits et de la participation accrue dans les installations de Bruce A depuis le 31 octobre 2005. L'incidence négative des prix réalisés inférieurs a atténué en partie ces hausses.

Au deuxième trimestre de 2006, la part de l'électricité produite par Bruce Power revenant à TCPL s'est élevée à 3 094 GWh, soit 788 GWh de plus que les 2 306 GWh produits au deuxième trimestre de 2005. Cette hausse découle principalement du nombre inférieur de jours d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif au deuxième trimestre de 2006 comparativement à la même période en 2005 ainsi que de la participation accrue dans les installations de Bruce A. Les prix réalisés par Bruce Power durant le deuxième trimestre de 2006 (exclusion faite des autres produits) se sont situés à 51 \$ le MWh, comparativement 53 \$ le MWh pour la même période en 2005. Grâce à l'accroissement de la production au deuxième trimestre de 2006, les charges d'exploitation (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 46 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2005 à 37 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2006.

Durant le deuxième trimestre de 2006, pour les six réacteurs en exploitation, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 50 jours-réacteur, y compris le prolongement de huit jours d'une des périodes d'arrêt, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été d'environ 24 jours-réacteur. Pendant la même période de l'exercice précédent, il y avait eu pour Bruce Power 81 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 61 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. Pour le deuxième trimestre de 2006, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 84 %, comparativement à 71 % au deuxième trimestre de 2005.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2006, le bénéfice d'exploitation de TCPL provenant de sa participation cumulée dans Bruce Power s'est établi à 104 millions de dollars, alors qu'il avait été de 43 millions de dollars pour la même période en 2005. Cette hausse de 61 millions de dollars provient surtout de l'augmentation des volumes des ventes en raison de la capacité disponible des centrales et de la participation supérieure dans les installations de Bruce A.

À 51 \$ le MWh, les prix cumulés réalisés par Bruce Power durant le semestre terminé le 30 juin 2006 (à l'exclusion des autres produits) sont demeurés inchangés comparativement à ceux de la même période en 2005. Les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power ont été ramenées de 42 \$ le MWh en 2005 à 35 \$ le MWh pour le premier semestre de 2006 en raison principalement de la production supérieure en 2006. Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 87 % durant le semestre terminé le 30 juin 2006, comparativement à 76 % pendant la même période en 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'un mois pour entretien préventif du troisième réacteur de Bruce A durant le premier trimestre de 2006 et un arrêt de deux mois pour ce même type d'entretien du quatrième réacteur de Bruce A ont eu lieu durant le deuxième trimestre de 2006. À Bruce B, un seul arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'environ deux mois est prévu pour le huitième réacteur durant le troisième trimestre de 2006.

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 durant le premier trimestre de 2006 a été vendue au prix fixe de 57,37 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO) et

les ventes de la production des cinquième au huitième réacteurs de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 45 \$ le MWh. Ces deux prix de référence sont rajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation et de tout autre rajustement prévu au contrat conclu avec l'OEO. Le 1^{er} 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 à terme de vente à prix fixe pour environ 6 700 GWh de la production pour le reste de 2006 et 6 300 GWh de la production de 2007.

Le coût du programme d'investissement d'une durée de sept ans pour les travaux de redémarrage et de remise à neuf des quatre réacteurs de Bruce A devrait totaliser près de 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TCPL sera d'environ 2,125 milliards de dollars. Au 30 juin 2006, Bruce A avait engagé 645 millions de dollars dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf.

Installations d'énergie de l'Ouest

Aperçu des résultats – Installation d'énergie de l'Ouest

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Produits				
Électricité	221	151	496	315
Autres ⁽¹⁾	38	37	102	79
	259	188	598	394
Coût des marchandises vendues				
Électricité	(150)	(98)	(340)	(208)
Autres ⁽²⁾	(28)	(22)	(76)	(50)
	(178)	(120)	(416)	(258)
Autres coûts et charges	(30)	(35)	(68)	(68)
Amortissement	(5)	(5)	(10)	(10)
Bénéfice d'exploitation	46	28	104	58

⁽¹⁾ Comprend Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel.

⁽²⁾ Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Volumes des ventes – Installations d'énergie de l'Ouest

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Offre				
Électricité produite	438	511	1 023	1 147
Électricité achetée				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 846	1 713	6 237	3 544
Autres achats	519	614	1 005	1 345
	3 803	2 838	8 265	6 036
Électricité vendue à contrat et au comptant				
Électricité vendue à contrat	2 407	2 462	5 158	5 147
Électricité vendue au comptant	1 396	376	3 107	889
	3 803	2 838	8 265	6 036

Au deuxième trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation des installations d'énergie de l'Ouest a progressé de 18 millions de dollars comparativement au deuxième trimestre de 2005 pour atteindre 46 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 deuxième trimestre de 2006 comparativement au deuxième 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 les ventes d'électricité non visées 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 29 % durant le trimestre considéré en raison du relèvement de près de 4 % (2,15 \$ le MWh) du prix de l'électricité sur le marché au comptant, alors que le prix au comptant moyen du gaz naturel en Alberta a diminué d'environ 18 % (1,25 \$ le GJ) entre le deuxième trimestre de 2005 et celui de 2006. Une grande partie des volumes des ventes d'électricité a été vendue sur le marché au comptant durant le deuxième trimestre de 2006 en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness le 31 décembre 2005. TCPL gère ses ventes d'électricité en fonction de ses portefeuilles. Selon les conditions du marché, TCPL prendra des engagements de ventes à long terme pour une partie de ses approvisionnements, le reste étant assujéti aux fluctuations des prix du marché au comptant. Cette méthode de gestion permet de réduire au minimum les coûts advenant que TCPL soit obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements de vente contractuels.

Les produits des ventes d'électricité et le coût de l'électricité vendue ont progressé entre le deuxième 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 au deuxième trimestre de 2006. Les volumes produits au deuxième trimestre de 2006 se sont élevés à 438 GWh, soit 73 GWh de moins qu'au trimestre correspondant de 2005, et ce, principalement en raison des arrêts d'exploitation prévus et de la distribution réduite des centrales de cogénération en Alberta en présence de conditions du marché défavorables. La centrale de Bear Creek devrait être remise en exploitation vers le milieu du troisième trimestre de 2006. Les volumes d'électricité achetée et le pourcentage des volumes de l'électricité produite vendus sur le marché au comptant en Alberta durant le deuxième trimestre de 2006 sont supérieurs à ceux de 2005 en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness. Une grande partie des volumes d'électricité achetés aux termes de 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 37 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 13 % pour la période correspondante de 2005. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations d'énergie de l'Ouest ont conclu, en date du 30 juin 2006, des contrats de vente d'électricité à prix fixe pour environ 5 900 GWh d'électricité pour le reste de 2006 et environ 7 900 GWh d'électricité en 2007.

Installations d'énergie de l'Est

Aperçu des résultats – Installation d'énergie de l'Est

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Produits				
Électricité	174	129	335	244
Autres ⁽¹⁾	58	73	175	143
	232	202	510	387
Coût des marchandises vendues				
Électricité	(89)	(51)	(190)	(113)
Autres ⁽¹⁾	(53)	(74)	(149)	(139)
	(142)	(125)	(339)	(252)
Autres coûts et charges	(40)	(32)	(65)	(81)
Amortissement	(7)	(6)	(14)	(10)
Bénéfice d'exploitation	43	39	92	44

⁽¹⁾ Comprend le gaz naturel.

Volumes des ventes – Installations d'énergie de l'Est

(non vérifié)

(en GWh)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Offre				
Électricité produite	949	962	1 654	1 406
Électricité achetée	667	494	1 397	1 305
	1 616	1 456	3 051	2 711
Électricité vendue à contrat et au comptant				
Électricité vendue à contrat	1 503	1 228	2 886	2 417
Électricité vendue au comptant	113	228	165	294
	1 616	1 456	3 051	2 711

Au deuxième trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation des installations d'énergie de l'Est a été de 43 millions de dollars, soit 4 millions de dollars de plus que les 39 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2005, et ce, principalement en raison des marges généralement plus élevées sur les ventes d'électricité et des profits réalisés sur le gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain et de la hausse des coûts totaux de production d'électricité, cette dernière découlant principalement de l'augmentation des coûts du combustible liée à l'accroissement de la distribution de l'installation d'OSP.

Le bénéfice d'exploitation du semestre terminé le 30 juin 2006 a progressé de 48 millions de dollars, passant de 44 millions de dollars au premier semestre de 2005 à 92 millions de dollars. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire découlant de l'acquisition, le 1^{er} avril 2005, des actifs productifs de TC Hydro, d'un paiement unique de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après les impôts) au premier trimestre de 2005 au titre d'une restructuration contractuelle versé par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel et des marges obtenues au premier trimestre de 2006 sur le transport du gaz combustible inutilisé d'OSP. Ces augmentations ont été en partie neutralisées par l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain.

Entre le deuxième trimestre de 2005 et celui de 2006, les volumes produits ont diminué de 13 GWh pour se situer à 949 GWh. La baisse de la production des actifs productifs de TC Hydro a été principalement atténuée par la distribution d'une production supérieure de la centrale d'OSP.

Entre le deuxième trimestre de 2005 et celui de 2006, les produits des ventes d'électricité ont progressé de 45 millions de dollars pour totaliser 174 millions de dollars. Cet accroissement s'explique par les prix réalisés plus élevés en raison de la hausse des prix contractuels et par les volumes des ventes d'électricité supérieurs. Le coût des marchandises vendues pour l'électricité, soit 89 millions de dollars, a augmenté entre le deuxième trimestre de 2005 et celui de 2006 compte tenu de l'incidence qu'a eue la hausse des prix de l'électricité achetée. La hausse des volumes des ventes a fait augmenter les volumes d'électricité achetés qui ont atteint 667 GWh au deuxième trimestre de 2006. Pour cette période, les autres produits d'exploitation et les autres coûts des marchandises vendues ont totalisé respectivement 58 millions de dollars et 53 millions de dollars. Ils ont diminué d'un exercice à l'autre surtout en raison de la production supérieure de la centrale d'OSP, ce qui a réduit les volumes de gaz naturel revendus. Les autres coûts et charges, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 40 millions de dollars au deuxième trimestre de 2006, soit un montant supérieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui provient principalement de l'augmentation de la production de l'installation d'OSP.

Pour la période visée, environ 7 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 16 % au deuxième trimestre de 2005. Les activités des installations d'énergie 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 elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations d'énergie de l'Est avaient conclu, au 30 juin 2006, des contrats de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 2 700 GWh pour le reste de 2006 et pour environ 4 400 GWh en 2007. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation des installations de gaz naturel s'est établi à 17 millions de dollars et à 39 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, soit 14 millions de dollars et 28 millions de dollars de plus que pour les périodes correspondantes de 2005. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport supérieur de l'installation de stockage de gaz naturel de CrossAlta en raison de la capacité accrue et des écarts supérieurs pour le gaz naturel stocké ainsi qu'au bénéfice provenant de contrats auprès de tierces parties en Alberta.

Frais généraux, administratifs et de soutien

À 35 millions de dollars et à 65 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, les frais généraux, administratifs et de soutien ont progressé respectivement de 5 millions de dollars et de 2 millions de dollars, comparativement aux mêmes périodes en 2005. Ces hausses s'expliquent surtout par les frais d'expansion des affaires accrues. Au 30 juin 2006, TCPL avait capitalisé 23 millions de dollars relativement au projet de GNL Broadwater.

Volume des ventes d'électricité et capacité disponible des centrales

Volumes des ventes d'électricité

(non vérifié)

(en GWh)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power ⁽¹⁾	3 094	2 306	6 400	4 904
Installations d'énergie de l'Ouest ⁽²⁾	3 803	2 838	8 265	6 036
Installations d'énergie de l'Est ⁽³⁾	1 616	1 456	3 051	2 711
Participation dans S.E.C. Électricité ⁽⁴⁾	-	723	-	1 420
Total	8 513	7 323	17 716	15 071

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

⁽²⁾ Les volumes visés par les CAE de Sheerness sont inclus dans les résultats des installations d'énergie de l'Ouest à partir du 31 décembre 2005.

⁽³⁾ Les résultats de TC Hydro sont inclus dans les installations d'énergie de l'Est depuis le 1^{er} avril 2005.

⁽⁴⁾ TCPL assurait l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005. Les volumes présentés dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité au 30 juin 2005.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ⁽¹⁾

(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bruce Power	84 %	71 %	87 %	76 %
Installations d'énergie de l'Ouest ⁽²⁾	74 %	81 %	82 %	85 %
Installations d'énergie de l'Est ⁽³⁾	98 %	74 %	97 %	81 %
Participation dans S.E.C. Électricité ⁽⁴⁾	-	86 %	-	92 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	93 %	79 %	93 %	85 %
Toutes les centrales	85 %	76 %	88 %	82 %

⁽¹⁾ La capacité disponible d'une centrale 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, duquel les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif sont soustraits.

⁽²⁾ La capacité disponible des installations d'énergie de l'Ouest a été de 74 % pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, ce qui reflète les arrêts d'exploitation prévus et imprévus aux centrales de cogénération de MacKay River, de Bear Creek et de Carseland.

⁽³⁾ Les résultats de TC Hydro sont inclus dans les installations d'énergie de l'Est depuis le 1^{er} avril 2005.

⁽⁴⁾ Les résultats de S.E.C. Électricité sont inclus jusqu'au 30 juin 2005.

Siège social

Les charges nettes ont été de néant et de 13 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, alors que des charges nettes de 8 millions de dollars et de 17 millions de dollars avaient été constatées pour les périodes correspondantes de 2005.

Le recul de 8 millions de dollars des charges nettes au deuxième trimestre de 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de la réduction des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada durant le deuxième trimestre de 2006. En outre, la hausse des intérêts créditeurs et autres produits pour l'exercice à ce jour ainsi que l'incidence favorable du fléchissement de dollar américain ont été en grande partie annulées par la hausse des charges financières.

Le recul de 4 millions de dollars des charges nettes du semestre terminé le 30 juin 2006, comparativement à la période correspondante de 2005, s'explique avant tout par l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs au deuxième trimestre de 2006, annulée en partie par les remboursements d'impôts sur les bénéfices supérieurs et par les rajustements fiscaux positifs constatés durant le semestre terminé le 30 juin 2005. De plus, la hausse des intérêts créditeurs et autres produits pour l'exercice à ce jour ainsi que l'incidence favorable du fléchissement du dollar américain ont été atténuées principalement par l'accroissement des charges financières.

Liquidités et ressources en capital

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 539 millions de dollars et à 1 055 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, alors qu'ils avaient été respectivement de 497 millions de dollars et de 917 millions de dollars pour les mêmes périodes 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 et le semestre terminés le 30 juin 2006, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 327 millions de dollars (135 millions de dollars en 2005) et 630 millions de dollars (243 millions de dollars en 2005). Elles se rapportent principalement au redémarrage et à la remise à neuf des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques, à la construction du pipeline Tamazunchale et des installations de stockage de gaz naturel d'Edson ainsi qu'à l'entretien et à la capacité d'autres pipelines de l'entreprise de pipelines.

Durant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, la cession d'actifs a permis de générer respectivement 23 millions de dollars (1 million de dollars en 2005) et 23 millions de dollars (102 millions de dollars en 2005), déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles. La cession ayant eu lieu en 2006 était liée à la vente de la participation de commandité de 17,5 % détenue par TCPL dans Northern Border Partners, L.P. La cession ayant eu lieu en 2005 avait trait à la vente de parts de PipeLines LP.

La société a conclu, pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006 des acquisitions totalisant 358 millions de dollars (632 millions de dollars en 2005). L'acquisition en 2006 était liée à l'achat, par PipeLines LP, d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border. Les acquisitions effectuées en 2005 étaient liées à l'achat des actifs productifs de TC Hydro et d'une participation supplémentaire de 3,52 % dans Iroquois.

Activités de financement

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, TCPL a affecté respectivement 208 millions de dollars et 348 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, TCPL a émis respectivement 372 millions de dollars et 1 250 millions de dollars de titres de créance à long terme. L'encours des billets à payer a augmenté de 180 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, tandis qu'il a diminué de 453 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2006. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, l'encaisse et les placements à court terme ont respectivement diminué de 41 millions de dollars et augmenté de 100 millions de dollars.

Dividendes

Le 27 juillet 2006, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 septembre 2006, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel total devant être payé par TransCanada Corporation, le 31 octobre 2006, sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 29 septembre 2006. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Obligations contractuelles

Entre le 31 décembre 2005 et le 30 juin 2006, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL, 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 de TransCanada 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 et au gaz naturel. La juste valeur et les volumes de référence des contrats sur écarts ainsi que des swaps, des contrats à terme et des options sont présentés dans le tableau ci-après.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 juin 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	(79)	(130)
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	-	13
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	(33)	17
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	18	(11)

Volumes de référence 30 juin 2006 (non vérifié)	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	3 732	9 008	-	-
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 631	972	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	87	62
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	15	21

Volumes de référence 31 décembre 2005	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		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

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 30 juin 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 quant au 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, 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 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 comptables critiques.

Perspectives

En 2006, TCPL prévoit que son bénéfice net sera supérieur aux prévisions en raison de l'incidence favorable des réductions des taux d'imposition fédéraux et provinciaux des sociétés au Canada et du bénéfice net découlant des activités abandonnées à la suite des règlements obtenus dans le cadre de la faillite de Mirant. Ces incidences mises 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 permettront 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 bilan solide, la société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit les pipelines et l'énergie.

Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres d'emprunt de premier rang non garantis 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

Pipelines

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 15 mars 2006, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ sa demande d'approbation de ce règlement et des droits connexes. Le 28 avril 2006, l'ONÉ a approuvé la demande déposée sans la modifier, confirmant ainsi les droits provisoires en vigueur en tant que droits définitifs pour 2006.

Réseau de l'Alberta

En février 2006, l'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 droits définitifs de 2005 et les droits définitifs de 2006. Les droits définitifs de 2005 déposés sont les mêmes que les droits provisoires de 2005 puisque l'EUB n'a demandé aucun changement tarifaire dans sa décision sur la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2005. Les droits définitifs de 2006 déposés auprès de l'EUB sont fondés sur les besoins en produits de 2006, y compris les reports de 2005, selon le règlement de trois ans conclu pour le réseau de l'Alberta, les prévisions révisées en ce qui a trait au débit et à la tarification approuvée. L'EUB a approuvé les droits définitifs de 2005 et de 2006. Les droits définitifs de 2006 sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2006.

Réseau de Gas Transmission Northwest

En juin 2006, le réseau de Gas Transmission Northwest a déposé un dossier tarifaire auprès de la FERC. Ce dossier détaillé demande un certain nombre de modifications tarifaires, y compris une majoration des droits pour certains services. Les droits actuels sont fondés sur le dernier dossier tarifaire déposé en 1994. En raison des changements fondamentaux auxquels le marché a été soumis depuis ce temps, une importante capacité demeure sans preneur.

Dans son dossier, le réseau de Gas Transmission Northwest sollicite auprès de la FERC l'autorité de partager les coûts liés à la capacité sans preneur avec les expéditeurs de capacité garantie sous contrats à long terme en apportant un certain nombre de modifications à ses tarifs. Elles comprennent :

- Une majoration des droits pour le service garanti à long terme pleine distance pour le faire passer de 26 cents le décatherme (Dth) à 45 cents le Dth. Cependant, les droits payés par les expéditeurs utilisant le service garanti à long terme pourraient être inférieurs si le réseau de Gas Transmission Northwest réussit à commercialiser la capacité pour laquelle il n'y a pas preneur.
- De nouveaux droits pour les services de transport garanti à long terme saisonniers et les services de transport à court terme.
- Des droits fondés sur les prix du marché pour le service de transport interruptible pleine distance.

Les droits proposés comprennent un taux de rendement de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 14,5 %, un ratio réputé des actionnaires ordinaires de 62,99 % et un taux d'amortissement des installations de transport de 2,76 %.

Autres pipelines

En avril 2006, PipeLines LP a réalisé l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border au prix de 307 millions de dollars US, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Dans le cadre de cette acquisition, PipeLines LP a indirectement pris en charge la dette de Northern Border d'environ 120 millions de dollars US. Du prix d'achat total, 114 millions de dollars US ont été attribués à l'écart d'acquisition, et le reste a été ventilé principalement aux immobilisations corporelles. Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TCPL a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border à partir d'avril 2006. Aux termes de cette opération, une filiale de TCPL deviendra, au début du deuxième trimestre de 2007, l'exploitant de Northern Border, société actuellement exploitée par une filiale d'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 a donné lieu à un gain après les impôts de 13 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats du secteur des pipelines, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 10 millions de dollars, y compris une charge de 12 millions de dollars au titre des impôts exigibles.

Mise en valeur des régions nordiques

Les audiences sur le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie devraient prendre fin en avril 2007. Elles sont tenues par une commission mixte d'examen, qui évalue les incidences environnementales et socio-économiques, alors que l'ONÉ examine tous les autres aspects du projet, y compris l'ingénierie, la sécurité, les besoins et la faisabilité économique.

En juin 2006, TCPL a déposé auprès de l'EUB une demande d'approbation de la construction d'infrastructures de transport de gaz naturel dans le nord de l'Alberta qui permettraient de raccorder la production de gaz naturel provenant du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie au réseau de l'Alberta. Le calendrier de construction des infrastructures proposées dépendra du choix du moment pour la réalisation du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie.

Pipeline Keystone

En 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.

En juin 2006, TCPL et TCPL Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone Ltd.) ont déposé auprès de l'ONÉ une demande pour faire approuver le transfert d'une partie du réseau principal au Canada au pipeline Keystone afin de transporter du pétrole brut de l'Alberta à destination des raffineries du Midwest américain. Dans le cadre de cette demande de transfert, TCPL souhaite également faire approuver une réduction de la base tarifaire d'un montant correspondant à la valeur comptable nette (VCN) des installations transférées, et Keystone Ltd. veut faire approuver l'ajout de la VCN des installations à la base tarifaire du pipeline Keystone. La demande de transfert est la première de deux importantes demandes réglementaires requises en vue d'obtenir les approbations nécessaires pour construire le tronçon canadien du pipeline Keystone. Le projet est également assujéti aux approbations de divers organismes de réglementations américains. L'ONÉ a prévu que les témoignages de vive voix dans le cadre de la demande commenceront le 23 octobre 2006.

TCPL prévoit déposer auprès de l'ONÉ une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour construire les nouvelles installations plus tard cette année, lorsque les évaluations environnementales auront été terminées. Le 10 juillet 2006, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ un dossier d'information préliminaire sur les nouvelles installations requises.

TCPL a poursuivi, en mai et en juin 2006, ses consultations avec les parties prenantes le long du tracé proposé pour le pipeline Keystone. Les consultations publiques comprenaient plusieurs journées portes ouvertes au sujet du prolongement proposé du pipeline Keystone jusqu'à Cushing, en Oklahoma. TCPL prévoit lancer, plus tard cette année, un appel de soumissions exécutoires pour le prolongement de Cushing.

Énergie

Bruce Power

Le projet de redémarrage et de remise à neuf de Bruce A a franchi une étape critique en juillet 2006 lorsque la Commission canadienne de sûreté nucléaire a accepté l'évaluation environnementale qui avait été présentée à l'occasion d'une audience publique le 19 mai 2006. L'évaluation environnementale étant achevée, il est maintenant possible de passer à l'étape suivante des travaux de redémarrage. Le projet de redémarrage et de remise permettra de fournir une capacité de production supplémentaire d'électricité de 1 500 MW au réseau de l'Ontario à partir de la fin de 2009. Les premier et deuxième réacteurs sont actuellement conservés en état de vidange et d'arrêt garanti.

Cartier énergie

En juin 2006, Cartier énergie éolienne a entrepris la construction d'un parc éolien de 100,5 MW à Anse-à-Valleau. Il s'agit du deuxième de six parcs éoliens constituant le projet de Cartier énergie éolienne dans la région de Gaspé au Québec. Le parc éolien d'Anse-à-Valleau devrait alimenter le réseau d'Hydro-Québec d'ici décembre 2007. La construction se poursuit en vue de l'aménagement du parc éolien de 109,5 MW à Baie-des-Sables, et les travaux devraient se terminer en décembre 2006 tel que prévu. TCPL détient une participation de 62 % dans le projet de Cartier énergie éolienne, auquel Hydro-Québec Distribution a octroyé, en octobre 2004, six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW.

Portlands Energy Centre

En avril 2006, le Portlands Energy Centre (PEC) a commencé les travaux préliminaires de préparation du chantier en vue de la construction d'une centrale à cycle combiné à haut rendement d'une capacité de 550 MW au centre-ville de Toronto. PCE est un partenariat entre TransCanada et Ontario Power Generation. Les partenaires continuent de négocier une convention d'achat d'électricité à long terme auprès de l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Bécancour

La construction de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour est presque achevée. Les essais et les autres activités liées au démarrage se sont terminés avec succès vers la fin du deuxième trimestre de 2006. La centrale devrait être mise en exploitation commerciale à l'automne 2006. La centrale, située près de Trois-Rivières, au Québec, fournira de l'électricité à Hydro-Québec Distribution aux termes d'un contrat à long terme et produira à prix concurrentiels de la vapeur pour les procédés industriels adjacents.

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 de grandes sociétés d'ingénierie et de construction possédant de l'expérience en aménagement de terminaux de réception de GNL. Un autre jalon important du projet a été franchi le 15 juin 2006, lorsqu'ont pris fin 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 décisions réglementaires devraient être obtenues d'ici la fin de 2006. Les installations devraient être mises en exploitation vers la fin de 2009 ou le début de 2010.

En avril 2006, le projet Broadwater a progressé avec le dépôt d'une demande, présentée à l'État de New York en vertu de la *Coastal Zone Management Act*, relativement au projet de GNL que propose Broadwater dans le détroit de Long Island. Sous réserve des approbations réglementaires, le projet de Broadwater devrait être mis en exploitation vers la fin de 2010.

Stockage de gaz naturel

Les travaux de construction se poursuivent à l'installation de stockage de gaz naturel d'Edson, en Alberta. L'installation d'Edson aura une capacité de stockage aménagée d'environ 60 petajoules et sera raccordée au réseau de l'Alberta. Elle devrait commencer à accueillir du gaz plus tard cette année.

Renseignements sur les actions

Au 30 juin 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 30 juin 2006.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2006		2005				2004	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	1 685	1 894	1 771	1 494	1 449	1 410	1 480	1 311
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires								
Activités poursuivies	244	244	350	428	199	232	184	192
Activités abandonnées	-	28	-	-	-	-	-	52
	244	272	350	428	199	232	184	244
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base et dilué								
Activités poursuivies	0,51 \$	0,50 \$	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,40 \$
Activités abandonnées	-	0,06	-	-	-	-	-	0,11
	0,51 \$	0,56 \$	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,51 \$

⁽¹⁾ Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de la période à l'étude. 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 pipelines 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.

Principalement, l'entreprise d'énergie construit, détient et exploite des centrales électriques, vend de l'électricité et investit dans des installations de stockage du gaz naturel 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:

- 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^{er} novembre 2004. L'entreprise d'énergie 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 installations d'énergie 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'énergie 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^{er} 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'énergie comprend la contribution découlant de la CAE de Sheerness de 756 MW, acquise le 31 décembre 2005.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2006 comprend 33 millions de dollars au titre de l'incidence favorable sur les impôts futurs (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions de dollars pour le secteur du siège social) découlant de la réduction des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le résultat du secteur des pipelines comprend un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de commandité de 17,5 % détenue par la société dans Northern Border Partners, L.P.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Produits	1 685	1 449	3 579	2 859
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	337	250	842	515
Autres coûts et charges	566	419	1 103	841
Amortissement	266	254	523	505
	1 169	923	2 468	1 861
Autres charges (produits)				
Charges financières	207	209	410	416
Charges financières des coentreprises	24	16	45	33
Bénéfice de participation	(6)	(26)	(24)	(76)
Intérêts créditeurs et autres produits	(15)	(4)	(64)	(28)
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	(23)	-	(23)	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	(2)	-	(82)
	187	193	344	263
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	329	333	767	735
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	37	79	247	240
Futurs	37	38	(4)	26
	74	117	243	266
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	8	12	21	21
Autres	(2)	-	4	6
	6	12	25	27
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	249	204	499	442
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	-	28	-
Bénéfice net	249	204	527	442
Dividendes sur les actions privilégiées	5	5	11	11
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	244	199	516	431
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	244	199	488	431
Activités abandonnées	-	-	28	-
	244	199	516	431

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	
	2006	2005	2006	2005
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	249	204	499	442
Amortissement	266	254	523	505
Gain à la vente de parts de PipeLines LP, déduction faite des impôts exigibles	-	(1)	-	(31)
Gain à la vente de la participation dans Northern Border partners, L.P., déduction faite des impôts exigibles	(11)	-	(11)	-
Bénéfice de participation en deça (en excédent) des distributions reçues	(3)	14	(7)	(17)
Impôts futurs	37	38	(4)	26
Participations sans contrôle	6	12	25	27
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(13)	(10)	(15)	(17)
Autres	8	(14)	45	(18)
Fonds provenant de l'exploitation	539	497	1 055	917
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(92)	(177)	(93)	(263)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	447	320	962	654
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(327)	(135)	(630)	(243)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(358)	(632)	(358)	(632)
Cession d'actifs, déduction des impôts exigibles	23	1	23	102
Montants reportés et autres	(6)	12	(15)	52
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(668)	(754)	(980)	(721)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires	(161)	(154)	(316)	(300)
Avances de la société mère	11	-	11	(75)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(10)	(18)	(20)	(27)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	180	289	(453)	533
Dette à long terme émise	372	499	1 250	799
Réduction de la dette à long terme	(208)	(624)	(348)	(953)
Dette à long terme émise par des coentreprises	22	-	24	5
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(15)	(12)	(21)	(16)
Actions ordinaires émises	-	-	-	80
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	191	(20)	127	46
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme				
	(11)	20	(9)	22
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme				
	(41)	(434)	100	1
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	353	625	212	190
Encaisse et placements à court terme À la fin de la période	312	191	312	191
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	151	114	368	306
Intérêts payés	218	250	421	463

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	30 juin 2006 (non vérifié)	31 décembre 2005
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	312	212
Débiteurs	741	796
Stocks	249	281
Autres	205	277
	1 507	1 566
Placements à long terme	74	400
Immobilisations corporelles	20 778	20 038
Autres éléments d'actif	2 205	2 109
	24 564	24 113
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	509	962
Créditeurs	1 299	1 536
Intérêts courus	232	222
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	313	393
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	136	41
	2 489	3 154
Montants reportés	1 168	1 196
Impôts futurs	691	703
Dette à long terme	10 411	9 640
Dette à long terme des coentreprises	1 157	937
Titres privilégiés	513	536
	16 429	16 166
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	307	318
Autres	77	76
	384	394
Capitaux propres		
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	4 712	4 712
Surplus d'apport	275	275
Bénéfices non répartis	2 471	2 267
Écart de conversion	(96)	(90)
	7 751	7 553
	24 564	24 113

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

2006**2005**

Solde au début de la période	2 267	1 653
Bénéfice net	527	442
Dividendes sur les actions privilégiées	(11)	(11)
Dividendes sur les actions ordinaires	(312)	(296)
	2 471	1 788

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

Le 1^{er} juin 2006, TCPL a révisé la composition et la désignation de ses secteurs d'exploitation isolables, qui sont désormais les pipelines et l'énergie. Le secteur des pipelines comprend principalement les pipelines de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Le secteur de l'énergie regroupe les entreprises d'exploitation de centrales électriques, de stockage de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié (GNL) de la société au Canada et aux États-Unis. Par conséquent, la structure d'organisation interne de la société a été modifiée en fonction de ces secteurs. Les informations sectorielles ont été retraitées rétroactivement pour tenir compte de la modification des secteurs d'exploitation isolables. Ces changements n'ont eu aucune incidence sur le bénéfice net consolidé.

Les incidences sur le bénéfice net des secteurs des pipelines et de l'énergie pour chacun des trimestres de 2005 et pour le premier trimestre de 2006 sont indiqués ci-dessous.

(en millions de dollars)	T1	T2	2005 T3	T4	Total	2006 T1
Pipelines						
Bénéfice net – antérieurement déclaré sous Transport de gaz	211	165	148	160	684	168
Reclassements :						
Stockage de gaz naturel	(4)	(1)	(2)	(9)	(16)	(13)
Coûts liés au GNL	2	2	3	4	11	2
Bénéfice net – révisé	209	166	149	155	679	157
Énergie						
Bénéfice net – antérieurement déclaré sous Électricité	30	42	292	197	561	89
Reclassements :						
Stockage de gaz naturel	4	1	2	9	16	13
Coûts liés au GNL	(2)	(2)	(3)	(4)	(11)	(2)
Bénéfice net – révisé	32	41	291	202	566	100

Bénéfice net

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)								
Produits	969	1 008	716	441	-	-	1 685	1 449
Coût des marchandises vendues	-	-	(337)	(250)	-	-	(337)	(250)
Autres coûts et charges	(326)	(296)	(236)	(122)	(4)	(1)	(566)	(419)
Amortissement	(235)	(233)	(31)	(21)	-	-	(266)	(254)
	408	479	112	48	(4)	(1)	516	526
Charges financières et participations sans contrôle	(184)	(194)	-	-	(34)	(32)	(218)	(226)
Charges financières des coentreprises	(19)	(13)	(5)	(3)	-	-	(24)	(16)
Bénéfice de participation	6	13	-	13	-	-	6	26
Intérêts créditeurs et autres produits	2	(1)	1	-	12	5	15	4
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	23	-	-	-	-	-	23	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	2	-	-	-	-	-	2
Impôts sur les bénéfices	(89)	(120)	(11)	(17)	26	20	(74)	(117)
Activités poursuivies	147	166	97	41	-	(8)	244	199
Activités abandonnées							-	-
Bénéfice net							244	199

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Semestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)								
Produits	1 946	1 988	1 633	871	-	-	3 579	2 859
Coût des marchandises vendues	-	-	(842)	(515)	-	-	(842)	(515)
Autres coûts et charges	(643)	(589)	(455)	(249)	(5)	(3)	(1 103)	(841)
Amortissement	(461)	(465)	(62)	(40)	-	-	(523)	(505)
	842	934	274	67	(5)	(3)	1 111	998
Charges financières et participations sans contrôle	(376)	(390)	-	(2)	(70)	(62)	(446)	(454)
Charges financières des coentreprises	(33)	(28)	(12)	(5)	-	-	(45)	(33)
Bénéfice de participation	24	33	-	43	-	-	24	76
Intérêts créditeurs et autres produits	34	13	3	3	27	12	64	28
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	23	-	-	-	-	-	23	-
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	-	82	-	-	-	-	-	82
Impôts sur les bénéfices	(210)	(269)	(68)	(33)	35	36	(243)	(266)
Activités poursuivies	304	375	197	73	(13)	(17)	488	431
Activités abandonnées							28	-
Bénéfice net							516	431

Total de l'actif

(en millions de dollars)	30 juin 2006 (non vérifié)	31 décembre 2005
Pipelines	18 008	17 857
Énergie	5 422	5 318
Siège social	1 134	938
	24 564	24 113

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 et au gaz naturel. La juste valeur et les volumes de référence des contrats sur écarts ainsi que des swaps, des contrats à terme et des options sont présentés dans le tableau ci-après.

Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 juin 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	(79)	(130)
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	-	13
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	(33)	17
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	18	(11)

Volumes de référence
30 juin 2006
(non vérifié)

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	3 732	9 008	-	-
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 631	972	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	87	62
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	15	21

Volumes de référence 31 décembre 2005	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		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

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.

En avril 2006, TC PipeLines, LP (PipeLines LP) a prélevé 307 millions de dollars US sur sa facilité de crédit non garantie afin d'acquitter la tranche au comptant du prix d'achat de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border). La facilité de crédit est assortie d'une durée de deux ans et tous les montants impayés seront exigibles le 31 mars 2008. Les emprunts aux termes de la facilité portent intérêt, selon le choix de PipeLines LP, au taux interbancaire offert à Londres ou au taux de base majoré, dans l'un et l'autre cas, de la marge qui s'applique.

5. Activités abandonnées

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL pour le semestre terminé le 30 juin 2006 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 TCPL s'est dessaisie en 2001.

6. Acquisitions et cessions

En avril 2006, PipeLines LP a réalisé l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border au prix de 307 millions de dollars US, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Le prix d'achat a été ventilé aux immobilisations. 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. Du total du prix d'achat, une tranche de 114 millions de dollars US a été attribuée à l'écart d'acquisition et le reste, essentiellement aux immobilisations corporelles. Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TCPL a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border à partir d'avril 2006. Aux termes de cette opération, une filiale de TCPL deviendra, au début du deuxième trimestre de 2007, l'exploitant de Northern Border, société 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 a donné lieu à un gain de 13 millions de dollars après les impôts. Le gain net a été constaté dans les résultats du secteur des pipelines, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 10 millions de dollars, y compris une charge de 12 millions de dollars au titre des impôts exigibles.

7. Impôts sur les bénéfiques

Au deuxième trimestre de 2006, TCPL a inscrit 33 millions de dollars au titre d'économies d'impôts futures (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions de dollars pour le secteur du siège social) à la suite de la réduction, entrée en vigueur durant le deuxième trimestre de 2006, des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada.

8. 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	
	2006	2005	2006	2005
Coût des services rendus au cours de la période	9	8	1	1
Intérêts débiteurs	16	16	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(17)	(16)	(1)	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	7	4	-	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	-	1	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	16	12	3	3

Semestres terminés les 30 juin (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	18	15	1	1
Intérêts débiteurs	33	32	4	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(35)	(32)	(1)	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	14	8	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	1	1	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	32	24	7	6

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>