

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2008

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 31 juillet 2008, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines (« TCPL » ou la « société ») pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2007 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les autres documents d'information continue de la société, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines. 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 glossaire faisant partie du rapport annuel 2007 de TCPL.

Informations prospectives

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation et processus réglementaires, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque

information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TCPL utilise les mesures « résultat comparable », « 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 ») du Canada. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TCPL a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être en mesure de mieux comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer l'exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de TCPL, sur sa situation de trésorerie, et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

La direction utilise la mesure « résultat comparable » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable comprend le bénéfice net ajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants mais ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ainsi que des ajustements de la juste valeur. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure déclarée par l'entreprise d'énergie de la société. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Pipelines				
Résultat comparable	158	166	357	321
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	152	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	10	-
Bénéfice net	158	166	519	321
Énergie				
Résultat comparable	143	90	292	196
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(27)	-
Ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	8	-	(4)	-
Ajustements d'impôts	-	4	-	4
Bénéfice net	151	94	261	200
Siège social				
Résultat comparable (charges comparables)	9	(18)	(17)	(31)
Poste particulier :				
Ajustements d'impôts	-	12	-	27
Bénéfice net (charges nettes)	9	(6)	(17)	(4)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires ⁽¹⁾	318	254	763	517
(1) Résultat comparable	310	238	632	486
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	152	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	10	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(27)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	8	-	(4)	-
Ajustements d'impôts	-	16	-	31
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	318	254	763	517

Au deuxième trimestre de 2008, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL s'est chiffré à 318 millions de dollars, comparativement à 254 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007. Cette progression de 64 millions de dollars provient principalement du résultat supérieur du secteur de l'énergie et du secteur du siège social au deuxième trimestre de 2008, annulée en partie par le recul du résultat du secteur des pipelines. Le résultat du secteur de l'énergie a progressé entre le deuxième trimestre de 2007 et celui de 2008, surtout en raison de l'accroissement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est. Le résultat du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2008 comprenait en outre des gains non réalisés nets de 8 millions de dollars après les impôts (12 millions de dollars avant les impôts) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le résultat du secteur du siège social a progressé entre le deuxième trimestre de 2007 et celui de 2008, surtout en raison de la réduction des charges financières. Le résultat du secteur des pipelines a accusé un recul au deuxième trimestre de 2008 comparativement au deuxième trimestre de 2007, et ce, principalement en raison du repli du résultat du réseau principal au Canada et d'ANR et de l'accroissement des frais généraux, frais d'administration et de soutien, annulé en partie par la progression du résultat de GTN. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires du deuxième trimestre de 2007 comprenait un montant de 16 millions de dollars (12 millions de dollars pour le siège social et 4 millions de dollars pour le secteur de l'énergie) lié à des ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables découlant de modifications à la législation fiscale canadienne.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2008 s'est chiffré à 310 millions de dollars, comparativement à 238 millions de dollars pour la même période en 2007. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2008 ne tenait pas compte des gains non réalisés nets de 8 millions de dollars découlant des modifications à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2007 excluait des ajustements d'impôts favorables de 16 millions de dollars.

Pour le premier semestre de 2008, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires a été de 763 millions de dollars comparativement à 517 millions de dollars pour la même période en 2007. La hausse de 246 millions de dollars du bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires des six premiers mois de 2008 par rapport à la même période de l'exercice précédent découle principalement de l'accroissement du résultat des secteurs des pipelines et de l'énergie, annulé en partie par le recul du résultat du secteur du siège social. Le résultat du secteur des pipelines a été plus élevé pour les six premiers mois de 2008 qu'il ne l'avait été pour les six premiers mois de 2007, et ce, surtout en raison de l'accroissement du résultat d'ANR et de GTN, d'un gain de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) sur les actions reçues par GTN et Portland dans le cadre de règlements à la suite de la faillite de certaines succursales de Calpine Corporation (« Calpine ») et du produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) reçu par GTN en règlement d'une action en justice. Pour le premier semestre de 2008, le résultat du secteur de l'énergie a été supérieur au chiffre inscrit pour la période correspondante de l'exercice précédent, principalement en raison de l'accroissement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest, des installations énergétiques de l'Est et du stockage de gaz naturel. Ces hausses du résultat ont été annulées en partie au premier semestre de 2008 par la radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) de coûts antérieurement capitalisés au titre du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») Broadway et par le recul du résultat en raison d'ajustements d'impôts favorables de 31 millions de dollars (27 millions de dollars pour le secteur du siège social et 4 millions de dollars pour celui de l'énergie) inscrits au premier semestre de 2007 à la suite de la réduction des taux fédéraux et provinciaux d'imposition canadiens et du règlement de certaines

questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales ainsi que d'une restructuration interne.

Le résultat comparable du premier semestre de 2008 s'est chiffré à 632 millions de dollars, alors qu'il avait été de 486 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. Le résultat comparable du premier semestre de 2008 ne tient pas compte des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine, du règlement touché par GTN à l'issue d'une action en justice, de la radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes non réalisées nettes découlant des ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel. Le résultat comparable du premier semestre de 2007 ne tenait pas compte d'ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices de 31 millions de dollars.

Les résultats de chaque entreprise pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 668 millions de dollars et à 1 585 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, en hausse de respectivement 77 millions de dollars (13 %) et de 415 millions de dollars (35 %) comparativement aux mêmes périodes en 2007. Pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Au deuxième trimestre de 2008, le bénéfice net et le résultat comparable de l'entreprise de pipelines se sont établis à 158 millions de dollars, soit 8 millions de dollars de moins que le bénéfice net et le résultat comparable de 166 millions de dollars constaté au deuxième trimestre de 2007.

Le bénéfice net et le résultat comparable du semestre terminé le 30 juin 2008 se sont chiffrés respectivement à 519 millions de dollars et 357 millions de dollars, comparativement à 321 millions de dollars pour le semestre correspondant de 2007. Le résultat comparable du premier semestre de 2008 excluait les gains de 152 millions de dollars après les impôts sur les actions de Calpine reçues par GTN et Portland comme règlements dans le cadre de la faillite de Calpine et le règlement de 10 millions de dollars après les impôts reçu par GTN dans le cadre de la poursuite d'un fournisseur de logiciel.

Résultats de l'entreprise de pipelines

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	70	75	138	132
Réseau de l'Alberta	33	34	65	65
ANR ⁽¹⁾	25	29	70	50
GTN	15	5	34	16
Foothills	6	8	13	14
	149	151	320	277
Autres pipelines				
Great Lakes ⁽²⁾	11	11	23	25
PipeLines LP ⁽³⁾	5	4	12	6
Iroquois	3	3	8	8
Tamazunchale	2	2	4	5
Autres ⁽⁴⁾	8	10	21	25
Mise en valeur des régions nordiques	(1)	(1)	(1)	(2)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(19)	(14)	(30)	(23)
	9	15	37	44
Résultat comparable	158	166	357	321
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ⁽⁵⁾	-	-	152	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	10	-
Bénéfice net	158	166	519	321

(1) Les résultats d'ANR comprennent le résultat d'exploitation depuis la date d'acquisition, soit le 22 février 2007.

(2) Les résultats de Great Lakes tiennent compte de la participation de 53,6 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 et de la participation de 50 % avant cette date.

(3) Les résultats de PipeLines LP reflètent une participation réelle supplémentaire de TCPL de 14,9 % dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 en raison de l'acquisition, par PipeLines LP, d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes et de la participation de 32,1 % que détient TCPL dans PipeLines LP.

(4) Le poste Autres comprend les résultats de Portland, Ventures LP, TQM, TransGas et Gas Pacifico/INNERGY.

(5) GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine ayant une valeur après les impôts initiale de respectivement 95 millions de dollars et 38 millions de dollars (quote-part de TCPL) relativement aux règlements dans le cadre de la faillite de Calpine. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain après les impôts supplémentaires de 19 millions de dollars.

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de 5 millions de dollars, passant de 75 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007 à 70 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008. En mai 2007, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé un règlement, pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011, qui prévoyait une augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, pour le faire passer de 36 % à 40 % et certains accords incitatifs axés sur le rendement. À la suite du règlement, un ajustement favorable d'impôts de 6 millions de dollars a été constaté au deuxième trimestre de 2007 pour le premier trimestre de 2007. En outre, le résultat du deuxième trimestre de 2008 reflète l'incidence défavorable du recul de la base tarifaire moyenne. Ces baisses ont été contrées en partie par l'incidence positive de la hausse du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, déterminé par l'ONÉ, qui est passé de 8,46 % en 2007 à 8,71 % en 2008.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le semestre terminé le 30 juin 2008 a progressé de 6 millions de dollars pour s'établir à 138 millions de dollars, surtout en raison de la hausse du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et d'accords incitatifs axés sur le rendement, mais cette hausse a été atténuée en partie par le recul de la base tarifaire moyenne.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 33 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008 et à 65 millions de dollars pour le premier semestre de 2008, comparativement à 34 millions de dollars et à 65 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2007. Le résultat en 2008 tient compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,75 %, contre un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,51 % en 2007, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % dans les deux cas.

Le bénéfice net d'ANR s'est établi à 25 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008, alors qu'il s'était chiffré à 29 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007. Le bénéfice net du premier semestre de 2008 s'est chiffré à 70 millions de dollars, comparativement à 50 millions de dollars pour la période allant de la date d'acquisition, le 22 février 2007, jusqu'au 30 juin 2007. Le recul constaté au deuxième trimestre de 2008 provient principalement de la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulée en partie par l'augmentation des produits tirés des nouveaux projets de croissance. La progression au premier semestre de 2008 s'explique surtout par le résultat pour le semestre complet en 2008, les produits supérieurs découlant des nouveaux projets de croissance et l'augmentation des produits de transport garanti, atténuée en partie par l'accroissement des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et l'incidence négative sur le résultat du raffermissement du dollar canadien.

Le résultat comparable de GTN pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 a été respectivement de 10 millions de dollars et de 18 millions de dollars supérieur aux chiffres inscrits pour les mêmes périodes en 2007, et ce, en raison surtout de l'incidence positive du règlement du dossier tarifaire approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en janvier 2008 et de la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, ces hausses ont été en partie contrées par l'incidence négative du raffermissement du dollar canadien.

Données sur l'exploitation

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		ANR ⁽³⁾⁽⁴⁾		Réseau de GTN ⁽³⁾		Foothills	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 123	7 359	4 286	4 254	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	760	816
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)										
Total	1 762	1 614	1 930	2 004	881	498	394	371	660	676
Moyenne quotidienne	9,7	8,9	10,6	11,1	4,8	3,9	2,2	2,0	3,6	3,7

(1) Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 800 milliards de pieds cubes (1 086 milliards de pieds cubes en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 4,4 milliards de pieds cubes (6,0 milliards de pieds cubes en 2007).

(2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 1 919 milliards de pieds cubes pour le semestre terminé le 30 juin 2008 (2 039 milliards de pieds cubes en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,5 milliards de pieds cubes (11,3 milliards de pieds cubes en 2007).

(3) Les réseaux d'ANR et de GTN sont exploités conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la FERC. Par conséquent, les résultats de ces réseaux ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

(4) TCPL s'est portée acquéreur d'ANR le 22 février 2007.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, la quote-part revenant à TCPL du bénéfice net des autres pipelines s'est chiffrée à 9 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 15 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2007. La baisse provient avant tout de l'accroissement des coûts d'aménagement de projets et de l'incidence négative sur le résultat du raffermissement du dollar canadien.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, la quote-part revenant à TCPL du bénéfice net des autres pipelines s'est chiffrée à 37 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 44 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. Le recul s'explique avant tout par la progression des coûts d'aménagement de projets et l'incidence négative sur le résultat du raffermissement du dollar canadien, atténuées en partie par le relèvement du résultat de PipeLines LP, compte tenu de la participation accrue de PipeLines LP dans Great Lakes et d'une participation supplémentaire de TCPL dans PipeLines LP.

Au 30 juin 2008, TCPL avait consenti des avances de 140 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal. Le calendrier de réalisation du projet est incertain et il dépend de la résolution de questions réglementaires et fiscales.

Énergie

Le bénéfice net du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2008, à 151 millions de dollars, est de 57 millions de dollars supérieur au chiffre de 94 millions de dollars inscrit au deuxième trimestre de 2007. Pour sa part, le résultat comparable du deuxième trimestre de 2008 a augmenté de 53 millions de dollars comparativement à la même période en 2007 pour atteindre 143 millions de dollars. Il ne tient pas compte de gains non réalisés nets de 8 millions de dollars après les impôts (12 millions de dollars avant les impôts) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le résultat comparable de 90 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007 excluait des ajustements d'impôts favorables de 4 millions de dollars.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, le bénéfice net du secteur de l'énergie a été de 261 millions de dollars, soit 61 millions de dollars de plus que les 200 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2007. Le résultat comparable du premier semestre de 2008, à 292 millions de dollars, est de 96 millions de dollars supérieur au chiffre constaté pour la même période en 2007 et il ne tient pas compte d'une radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts antérieurement capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater et des pertes non réalisées nettes de 4 millions de dollars après les impôts (5 millions de dollars avant les impôts) découlant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel. Le résultat comparable du premier semestre de 2007, à 196 millions de dollars, ne tenait pas compte d'ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices de 4 millions de dollars.

Résultats de l'entreprise d'énergie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Installations énergétiques de l'Ouest	116	57	194	130
Installations énergétiques de l'Est	80	70	165	137
Bruce Power	31	31	68	60
Stockage de gaz naturel	18	20	66	50
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(35)	(39)	(76)	(75)
Bénéfice d'exploitation	210	139	417	302
Charges financières	(6)	(6)	(11)	(10)
Intérêts créditeurs et autres produits	3	3	4	6
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(41)	-
Impôts sur les bénéfices	(56)	(42)	(108)	(98)
Bénéfice net	151	94	261	200
Résultat comparable	143	90	292	196
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant)				
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	8	-	(4)	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(27)	-
Ajustements d'impôts	-	4	-	4
Bénéfice net	151	94	261	200

*Installations énergétiques de l'Ouest***Résultats des installations énergétiques de l'Ouest**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits				
Électricité	283	217	578	498
Autres ⁽¹⁾	35	21	52	49
	318	238	630	547
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(124)	(131)	(294)	(305)
Autres ⁽²⁾	(21)	(12)	(34)	(35)
	(145)	(143)	(328)	(340)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(50)	(34)	(94)	(68)
Amortissement	(7)	(4)	(14)	(9)
Bénéfice d'exploitation	116	57	194	130

(1) Les autres produits comprennent les ventes de gaz naturel et le noir de carbone vendu.

(2) Les autres achats de produits de base revendus comprennent le coût des ventes de gaz naturel.

Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Offre				
Électricité produite	506	531	1 135	1 123
Électricité achetée				
CAE ⁽¹⁾ de Sundance A et B et de Sheerness	2 835	2 877	6 194	6 130
Autres achats	178	416	447	865
	3 519	3 824	7 776	8 118
Ventes				
Électricité vendue à contrat	2 819	3 017	5 893	6 509
Électricité vendue au comptant	700	807	1 883	1 609
	3 519	3 824	7 776	8 118

(1) Convention d'achat d'électricité

Au deuxième trimestre de 2008, le bénéfice d'exploitation des établissements énergétiques de l'Ouest a été de 116 millions de dollars, soit 59 millions de plus que le chiffre de 57 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2007. Cette hausse s'explique surtout des marges supérieures provenant du portefeuille centrales en l'Alberta à la lumière de la hausse des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché pour les volumes d'électricité visés par des contrats ou non et vendus en Alberta. Les coûts thermiques sur le marché sont établis en divisant le prix moyen de l'électricité par mégawatt-heure (« MWh ») par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (« GJ ») pour une période donnée.

Les produits des installations énergétiques de l'Ouest ont affiché une hausse au deuxième trimestre de 2008 comparativement à la même période de 2007 en raison de l'augmentation des prix réalisés dans leur ensemble, annulée en partie par le léger recul des volumes des ventes.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction de portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnements ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de leur capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion des portefeuilles permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts advenant qu'elles soient obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 20 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 21 % pour la période correspondante de 2007. 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 énergétiques de l'Ouest avaient conclu, en date du 30 juin 2008, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 5 400 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2008 et 7 800 GWh d'électricité en 2009.

Entre le semestre terminé le 30 juin 2007 et celui terminé le 30 juin 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 64 millions de dollars pour atteindre 194 millions de dollars.

*Installations énergétiques de l'Est***Résultats des installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits				
Électricité	263	389	541	743
Autres ⁽²⁾	95	64	177	147
	358	453	718	890
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(105)	(183)	(241)	(360)
Autres ⁽²⁾	(96)	(67)	(162)	(125)
	(201)	(250)	(403)	(485)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts				
Amortissement	(63)	(120)	(122)	(244)
	(14)	(13)	(28)	(24)
Bénéfice d'exploitation	80	70	165	137

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007.

(2) Les autres produits comprennent le gaz naturel vendu et les autres achats de produits de base revendus comprennent le coût du gaz naturel vendu.

Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Offre				
Production	1 056	2 028	2 142	4 051
Achats	1 383	1 562	2 907	3 088
	2 439	3 590	5 049	7 139
Ventes				
Électricité vendue à contrat	2 371	3 437	4 883	6 794
Électricité vendue au comptant	68	153	166	345
	2 439	3 590	5 049	7 139

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un bénéfice d'exploitation de 80 millions de dollars et de 165 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, soit une hausse de respectivement 10 millions de dollars et 28 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2007. Ces hausses proviennent avant tout de l'incidence de l'augmentation des prix de l'électricité réalisés en Nouvelle-Angleterre et de l'accroissement des volumes des ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre. L'accord prévoyant l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour à partir du 1^{er} janvier 2008 a fait baisser les produits des ventes d'électricité, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts ainsi que les volumes de production et les ventes contractuelles en 2008. Toutefois, l'accord n'a pas eu de répercussions importantes sur le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est en raison des paiements de capacité touchés aux termes de l'entente conclue avec Hydro-Québec.

À 263 millions de dollars, les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est ont régressé de 126 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007. Cette baisse s'explique essentiellement par l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour. Les achats de produits de base revendus, soit 105 millions de dollars et les volumes d'électricité achetés, soit 1 383 GWh, ont affiché un recul au deuxième trimestre de 2008

comparativement à la même période en 2007, en raison du coût par GWh généralement inférieur pour les volumes d'électricité achetés ainsi que de la réduction des volumes d'électricité achetés. Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 63 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008, montant inférieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique par l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour.

Pour le deuxième trimestre de 2008, environ 3 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 4 % au deuxième trimestre de 2007. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majeure partie 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 énergétiques de l'Est avaient conclu, au 30 juin 2008, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 4 400 GWh d'électricité pour le reste de 2008 et pour 5 700 GWh en 2009. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Bruce Power

Résultats de Bruce Power (non vérifié)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bruce Power (base de 100 %) (en millions de dollars)				
Produits				
Électricité	492	450	960	910
Autres ⁽¹⁾	20	30	37	50
	512	480	997	960
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien ⁽²⁾	(304)	(259)	(582)	(554)
Combustible	(35)	(28)	(63)	(53)
Loyer supplémentaire ⁽²⁾	(44)	(42)	(87)	(85)
Amortissement	(37)	(36)	(73)	(72)
	(420)	(365)	(805)	(764)
Bénéfice d'exploitation	92	115	192	196
Quote-part de TCPL - Bruce A	18	2	50	17
Quote-part de TCPL - Bruce B	18	35	28	51
Quote-part de TCPL	36	37	78	68
Ajustements	(5)	(6)	(10)	(8)
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation cumulé de TCPL	31	31	68	60
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	85 %	74 %	91 %	82 %
Bruce B	81 %	91 %	77 %	84 %
Capacité cumulée de Bruce Power	82 %	85 %	81 %	83 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus				
Bruce A	26	35	33	50
Bruce B	50	9	100	80
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus				
Bruce A	1	7	2	7
Bruce B	15	17	48	21
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A – 100 %	2 730	2 410	5 790	5 320
Quote-part de TCPL	1 330	1 175	2 826	2 591
Bruce B – 100 %	5 710	6 370	10 850	11 800
Quote-part de TCPL	1 804	2 016	3 428	3 729
Volumes cumulés de Bruce Power – 100 %	8 440	8 780	16 640	17 120
Quote-part de TCPL	3 134	3 191	6 254	6 320
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	63 \$	60 \$	61 \$	59 \$
Produits de Bruce B	56 \$	48 \$	56 \$	51 \$
Produits cumulés de Bruce Power	58 \$	51 \$	58 \$	53 \$
Combustible cumulé de Bruce Power	4 \$	3 \$	4 \$	3 \$
Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power ⁽³⁾	48 \$	41 \$	47 \$	44 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	22 %	47 %	25 %	41 %

- (1) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 15 millions de dollars et de 28 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 (8 millions de dollars et 16 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007). Comprend des pertes de 9 millions de dollars et de 18 millions de dollars attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 (gains de 18 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007).
- (2) Comprend des ajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.
- (3) Déduction faite des recouvrements de coûts de combustible.

Le bénéfice d'exploitation cumulé que TCPL a tiré de son placement dans Bruce Power s'est chiffré à 31 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008, soit un montant comparable à celui du trimestre correspondant de 2007.

La quote-part revenant à TCPL du bénéfice d'exploitation de Bruce A a augmenté pour passer de 16 millions de dollars à 18 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2007 et celui de 2008 en raison de la hausse de la production et des prix réalisés. Les prix de l'électricité obtenus par Bruce A au cours du deuxième trimestre de 2008 ont été de 63 \$ le MWh, comparativement à 60 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2007.

La quote-part revenant à TCPL du bénéfice d'exploitation de Bruce B a diminué de 17 millions de dollars pour s'établir à 18 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007. Les prix réalisés supérieurs pour Bruce B au deuxième trimestre de 2008 ont plus qu'annulé la hausse des coûts d'exploitation et la baisse de la production dans le contexte du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif ainsi que de l'accroissement des pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des swaps et des contrats à terme pour l'électricité au deuxième trimestre de 2008. Les prix de l'électricité obtenus par Bruce B au deuxième trimestre de 2008 se sont élevés à 56 \$ le MWh, comparativement à 48 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2007. Cette hausse découle des prix contractuels supérieurs pour une proportion accrue des volumes contractuels vendus au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 comparativement aux mêmes périodes en 2007. Le relèvement des prix sur le marché au comptant en Ontario, atténué en partie par la baisse de la production au deuxième trimestre de 2008, a lui aussi contribué à cette augmentation.

Les charges d'exploitation de l'ensemble de Bruce Power (déduction faite des recouvrements de coûts de combustible) ont augmenté, passant de 41 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2007 à 48 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2008, ce qui est surtout le résultat de la hausse des coûts liés aux arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de la baisse de production.

Le bénéfice d'exploitation cumulé de TCPL tiré de son placement dans Bruce Power pour le semestre terminé le 30 juin 2008 s'est chiffré à 68 millions de dollars, alors qu'il avait été de 60 millions de dollars pour la même période en 2007. Cet accroissement de 8 millions de dollars est surtout attribuable à l'augmentation des prix réalisés, annulée en partie par la progression des coûts d'exploitation liés aux jours d'arrêt d'exploitation plus nombreux en 2008 qu'en 2007. L'augmentation de la quote-part cumulée de TCPL tirée du bénéfice d'exploitation de Bruce Power a été en partie annulée par la régression de l'amortissement du prix d'achat positif dans le contexte de l'arrivée à échéance des conventions de vente d'électricité en 2007.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power a légèrement diminué, passant de 3 191 GWh au deuxième trimestre de 2007 à 3 134 GWh au deuxième trimestre de 2008. Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 82 % au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 85 % au deuxième trimestre de 2007. Cette baisse au deuxième trimestre de 2008 provient de l'accroissement du nombre de jours d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B, atténué en partie par la diminution du nombre de jours d'arrêts d'exploitation correctif à Bruce A et à Bruce B. En raison des arrêts d'exploitation qui ont eu lieu jusqu'à maintenant, la capacité disponible globale des centrales en 2008 devrait se situer entre 85 % et 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et aux alentours de 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), toute la production de Bruce A du deuxième trimestre de 2008 a été vendue au prix fixe de 63,00 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 59,69 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2007. En outre, les ventes de la production des réacteurs 5 à 8 de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 47,66 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2008 et de

46,82 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2007. Les prix de référence de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation. Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher pour Bruce B font l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant sur la durée du contrat. Jusqu'à maintenant, le bénéfice net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes de ce mécanisme. Pour réduire encore plus le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, au 30 juin 2008, Bruce B a conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 8 630 GWh de sa production pour le reste de 2008 et 9 680 GWh de celle de 2009.

Selon les estimations actuelles de Bruce Power, le coût en capital du projet de remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A devrait totaliser entre 3,1 milliards de dollars et 3,4 milliards de dollars environ, et la quote-part de TCPL se situera entre 1,55 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars approximativement. Au 30 juin 2008, Bruce A avait engagé des coûts de 2,2 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ⁽¹⁾

(non vérifié)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	78 %	89 %	85 %	94 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	96 %	93 %	95 %	96 %
Bruce Power	82 %	85 %	81 %	83 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	92 %	91 %	93 %	95 %
Toutes les centrales	88 %	89 %	88 %	90 %

(1) La capacité disponible d'une centrale représente le pourcentage du temps au cours de la période visée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, moins les arrêts d'exploitation pour entretien prévu et imprévu.

(2) La capacité disponible des installations énergétiques de l'Ouest a diminué au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 en raison d'un arrêt d'exploitation à la centrale de Cancarb.

(3) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel a diminué de 2 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2007 et celui de 2008 pour passer de 20 millions de dollars à 18 millions de dollars. Le bénéfice d'exploitation du deuxième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 8 millions de dollars après les impôts (12 millions de dollars avant les impôts) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Ces gains non réalisés ont été plus qu'annulés par l'incidence du rétrécissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel aux installations d'Edson et de CrossAlta comparativement à la même période en 2007. Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel du semestre terminé le 30 juin 2008, à 66 millions de dollars et incluant des pertes non réalisées nettes de 4 millions de dollars après les impôts (5 millions de dollars avant les impôts), a été de 16 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit pour la même période en 2007. Cette augmentation est principalement attribuable à l'installation d'Edson, qui était entièrement opérationnelle au premier trimestre de 2008, alors qu'elle était en cours de mise en service au premier trimestre de 2007.

Le résultat comparable de TCPL pour le premier semestre de 2008 ne tient pas compte des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Par conséquent, les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme ne reflètent pas les montants qui seront réalisés au moment du règlement des contrats à terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel tire la majeure partie des produits découlant des stocks de gaz naturel exclusif au moment où le gaz naturel est vendu, ce qui a habituellement lieu pendant l'hiver, saison de retrait.

Siège social

Le bénéfice net du secteur du siège social pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 s'est chiffré à 9 millions de dollars, comparativement à des charges nettes de 6 millions de dollars pour la même période en 2007. La hausse de 15 millions de dollars du bénéfice net au deuxième trimestre de 2008 provient surtout de la réduction des charges financières en raison des soldes moyens inférieurs de la dette à court terme, du montant supérieur des intérêts capitalisés pour financer un plus important programme d'investissement, de la hausse des intérêts créditeurs sur les financements intersectoriels à court terme et des gains plus élevés sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux d'intérêt. Ces hausses ont été en partie annulées par les gains moins élevés sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et les ajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 12 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007. Les charges comparables du secteur du siège social au deuxième trimestre de 2007, à 18 millions de dollars, ne tenaient pas compte des ajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 12 millions de dollars.

Les charges nettes du secteur du siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2008 ont totalisé 17 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 4 millions de dollars inscrit pour la même période en 2007. Exclusion faite des ajustements d'impôts sur les bénéfices de 27 millions de dollars constatés en 2007, les charges comparables du secteur du siège social se sont élevées respectivement à 17 millions de dollars et à 31 millions de dollars pour le semestre terminé les 30 juin 2008 et 2007. Les charges comparables du secteur du siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2008 ont diminué en raison des facteurs susmentionnés.

Situation de trésorerie et sources de financement

Au 30 juin 2008, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 719 millions de dollars, comparativement à 504 millions de dollars au 31 décembre 2007.

Fonds provenant de l'exploitation

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	668	591	1 585	1 170
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(126)	85	(104)	126
Rentrées nettes liées à l'exploitation	542	676	1 481	1 296

(1) Pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation, il y a lieu de consulter la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation ont diminué de 134 millions de dollars pendant le deuxième trimestre de 2008, alors qu'elles ont augmenté de 185 millions de dollars pendant le premier semestre de 2008 comparativement aux mêmes périodes en 2007. Pour leur part, les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés respectivement à 668 millions de dollars et à 1,6 milliard de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, comparativement aux chiffres de 591 millions de dollars et 1,2 milliard de dollars inscrits pour les mêmes périodes en 2007. Ces hausses sont essentiellement attribuables aux gains découlant des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine et de l'accroissement du résultat.

L'acquisition de la centrale électrique de Ravenswood (« Ravenswood »), qui est commentée plus en détail sous la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion, devrait être financée d'une manière qui concorde avec la structure du capital actuelle de TCPL. 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 2007.

Activités d'investissement

Déduction faite de l'encaisse acquise, les acquisitions du semestre terminé le 30 juin 2008 se sont chiffrées à 4 millions de dollars comparativement à 4,2 milliards de dollars pour la même période en 2007. Au premier semestre de 2007, les acquisitions comprenaient l'acquisition par TCPL d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge ainsi que l'acquisition par PipeLines LP d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes au prix d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette prise en charge de 209 millions de dollars US.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 633 millions de dollars (386 millions de dollars en 2007) et 1,1 milliard de dollars (692 millions de dollars en 2007). Elles se rapportent principalement à l'expansion du réseau de l'Alberta, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques au sein du secteur de l'énergie et à la construction de l'oléoduc Keystone.

Activités de financement

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, TCPL a affecté respectivement 379 millions de dollars et 773 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme (470 millions de dollars et 795 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007), et la société a émis des titres de créance à long terme de respectivement néant et 112 millions de dollars (respectivement 1,2 milliard de dollars et 2,6 milliards de titres de créance à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur). Les billets à payer de TCPL se sont accrus de 754 millions de dollars et de 1,1 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, principalement en raison de l'augmentation des billets de trésorerie émis par la société pour financer son exploitation générale, alors qu'ils avaient diminué de 759 millions de dollars et de 257 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007.

Le 27 juin 2008, la société a conclu un accord avec un consortium bancaire relativement à un prêt-relais confirmé et non garanti de un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US; il est assorti d'un taux d'intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres. Cette facilité est renouvelable

au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois et elle peut être utilisée pour financer une partie de l'acquisition de Ravenswood en cours. Aucun montant n'a été prélevé sur cette facilité jusqu'à maintenant.

Dividendes

Le 31 juillet 2008, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 septembre 2008, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») le 31 octobre 2008 sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2008. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Le conseil d'administration de TransCanada a de plus autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé qui seront offertes à un escompte de 2 % aux participants du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions pour les dividendes payables le 31 octobre 2008. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada supplémentaires. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2007 de TCPL.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par le Conseil des normes comptables internationales (« CNCI »). En juin 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACMV ») ont proposé que les entreprises canadiennes qui sont également inscrites à la SEC, telles que TCPL, pourraient se prévaloir de l'option de préparer leurs états financiers conformément aux PCGR des États-Unis plutôt que conformément aux IFRS. TCPL étudie actuellement l'option d'adopter les IFRS à partir du 1^{er} janvier 2011 et l'incidence d'une telle conversions sur ses systèmes comptables et ses états financiers. Le plan de conversion de TCPL prévoit l'analyse de la structure du projet, de la gouvernance, des ressources, de la formation, de l'analyse des principales différences avec les principaux PCGR ainsi qu'une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables aux termes des IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarif réglementé. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les discussions en cours et les faits nouveaux au sein du CNCI et du Comité d'interprétation des normes internationales d'information financière au sujet de toute information qui pourrait préciser la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarif réglementé aux termes des IFRS.

Obligations contractuelles

La société a pris l'engagement d'acquérir la centrale électrique de Ravenswood, située dans la ville de New York, auprès de National Grid plc (« National Grid ») en contrepartie d'environ 2,8 milliards de

dollars US plus les ajustements de clôture, ainsi qu'il est question sous la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion. TCPL a également conclu, en date du 30 juin 2008, des contrats prévoyant l'achat de matériaux et de services de construction pour le projet éolien de Kibby et le projet de centrale électrique de Coolidge pour un total d'environ 625 millions de dollars. Outre ces engagements, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2007 et le 30 juin 2008, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL paraissant dans le rapport annuel 2007 de TCPL.

Éventualités

Le 3 avril 2008, la Cour d'appel de l'Ontario a rejeté un appel présenté par Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations (« CAPLA »). CAPLA a présenté l'appel à la suite de la décision de la Cour supérieure de l'Ontario, en novembre 2006, de rejeter le recours collectif de CAPLA contre TCPL et Enbridge Inc. pour des dommages qu'ils auraient subis du fait qu'ils se soient vu imposer une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres de la canalisation, conformément à l'article 112 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La décision de la Cour d'appel de l'Ontario est exécutoire et sans appel puisque que CAPLA n'a pas présenté un autre appel pendant la période permise.

Instruments financiers et gestion des risques

Stocks de gaz naturel

Au 30 juin 2008, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 240 millions de dollars étaient inclus dans les stocks (190 millions de dollars au 31 décembre 2007). Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1^{er} avril 2007. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pendant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 a donné lieu à des gains non réalisés nets de respectivement 42 millions de dollars et 102 millions de dollars, montants constatés en tant qu'augmentation des produits et des stocks (pertes non réalisées nettes de 23 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007). Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 30 millions de dollars et 107 millions de dollars (gains non réalisés nets de respectivement 19 millions de dollars et 16 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007), montants constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Les renseignements sur les dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net de la société dans ses établissements étrangers s'établissent comme suit :

Instruments dérivés en tant que couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)
(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Au 30 juin 2008		Au 31 décembre 2007	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014)	75	1 050 US	77	350 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2008)	(5)	730 US	(4)	150 US
Options en dollars US (échéant en 2008)	-	100 US	3	600 US
	70	1 880 US	76	1 100 US

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 30 juin 2008

(tous les montants sont en millions,
sauf indication contraire)

	Électricité	Gaz naturel	Participation
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction			
Justes valeurs ⁽¹⁾			
Actifs	104 \$	169 \$	26 \$
Passifs	(103)\$	(258)\$	(26)\$
Valeurs nominales			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	2 955	48	-
Ventes	3 301	65	-
En dollars CA	-	-	857
En dollars US	-	-	1 150 US
(Pertes) gains non réalisé(e)s de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(3)\$	7 \$	2 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(5)\$	(11)\$	(2)\$
Gains (pertes) réalisé(e)s de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2008	7 \$	(20)\$	7 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	9 \$	5 \$	10 \$
Dates d'échéance	2008 - 2014	2008 - 2010	2008 - 2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture ⁽⁴⁾⁽⁵⁾			
Justes valeurs ⁽¹⁾			
Actifs	250 \$	80 \$	3 \$
Passifs	(236)\$	- \$	(17)\$
Valeurs nominales			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	6 126	23	-
Ventes	17 727	-	-
En dollars CA	-	-	50
En dollars US	-	-	925 US
(Pertes) gains réalisé(e)s de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(37)\$	11 \$	(3)\$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(38)\$	19 \$	(2)\$
Dates d'échéance	2008 - 2014	2008 - 2011	2009 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2007) à l'égard des taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur.

(5) Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 comprenait des pertes de respectivement 3 millions de dollars et 4 millions de dollars (gains de respectivement néant et 3 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007) au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprenait des pertes de respectivement néant et de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur d'une couverture de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture en raison de la probabilité que l'opération anticipée originale ne se produira pas avant la fin de la période spécifiée initialement. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 ne comprend ni gains ni pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées.

2007(tous les montants sont en millions,
sauf indication contraire)

	Électricité	Gaz naturel	Participation
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction			
Justes valeurs ^{(1) (4)}			
Actifs	55 \$	43 \$	23 \$
Passifs	(44)\$	(19)\$	(18)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	3 774	47	-
Ventes	4 469	64	-
En dollars CA	-	-	615
En dollars US	-	-	550 US
Gains (pertes) non réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2007	5 \$	1 \$	(2)\$
Semestre terminé le 30 juin 2007	9 \$	(16)\$	1 \$
Pertes (gains) réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2007	(3)\$	6 \$	1 \$
Semestre terminé le 30 juin 2007	(8)\$	18 \$	1 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2008 - 2012	2008 - 2010	2008 - 2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture ⁽⁵⁾⁽⁶⁾			
Justes valeurs ^{(1) (4)}			
Actifs	135 \$	19 \$	2 \$
Passifs	(104)\$	(7)\$	(16)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	7 362	28	-
Ventes	16 367	4	-
En dollars CA	-	-	150
En dollars US	-	-	875 US
Gains (pertes) réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2007	16 \$	(1)\$	1 \$
Semestre terminé le 30 juin 2007	13 \$	(3)\$	1 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2008 - 2013	2008 - 2010	2008 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Au 31 décembre 2007.

(5) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2007) à l'égard des taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur.

(6) Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 comprenait des pertes de respectivement 3 millions de dollars et 4 millions de dollars (gains de respectivement néant et 3 millions de dollars de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007) au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprenait des pertes de respectivement néant et de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur d'une couverture de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture en raison de la probabilité que l'opération anticipée originale ne se produira pas avant la fin de la période spécifiée initialement. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 ne comprend ni gains ni pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées.

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2007 de TCPL. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2007.

Contrôles et procédures

Au 30 juin 2008, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction, le vice-président directeur et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédés de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au vice-président directeur et au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédés de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 30 juin 2008.

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

Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, TCPL doit faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur constatation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir des estimations et hypothèses.

Les principales conventions comptables et estimations comptables critiques de TCPL, qui sont inchangées depuis le 31 décembre 2007, sont l'utilisation du mode de comptabilisation prescrit par réglementation pour comptabiliser les activités à tarifs réglementés de la société et les politiques adoptées par la société pour comptabiliser les instruments financiers et la dotation à l'amortissement. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2007 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et les estimations comptables.

Perspectives

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat demeurent relativement inchangées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2007 de TCPL, exception faite des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine, de la radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des incidences prévues sur le résultat de l'acquisition de Ravenswood annoncée récemment, que la société entend conclure au cours du troisième trimestre de 2008. La société prévoit que Ravenswood aura un léger effet de dilution sur le résultat par action de TCPL pour les deux exercices complets suivant l'acquisition en fonction des incidences à court terme d'un décret de la FERC des États-Unis relativement au marché de capacité de New York Independent System Operator (« ville de New York »). TCPL prévoit que la contribution de Ravenswood sera relative sur le bénéfice de la société au cours des exercices subséquents. L'acquisition de Ravenswood est commentée plus en détail sous la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2007 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

À la suite de l'annonce de l'acquisition de Ravenswood, Standard & Poor's (« S&P »), DBRS et Moody's Investors Services (« Moody's ») ont réalisé des revues de leurs diverses notations pour les sociétés du groupe de TCPL. Les cotes de crédit que S&P et DBRS accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL et de ses filiales ont été confirmées en tant que A- et A, mais elles ont été réduites de A2 à A3 par Moody's. Moody's a également abaissé la cote de crédit pour la dette à court terme de TCPL à Prime-2 (A) et la cote d'émetteur de TCPL à Baa1. Les trois agences ont attribué des perspectives stables aux cotes des sociétés du groupe de TCPL.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Réseau principal au Canada

Le 27 juin 2008, l'ONÉ a approuvé la demande de droits définitifs de 2008 pour le réseau principal au Canada de TCPL à partir du 1^{er} juillet 2008.

Réseau de l'Alberta

En mars 2008, TCPL a conclu un accord avec les parties prenantes du réseau de l'Alberta, et la société a déposé auprès de l'AUC une demande au sujet du règlement sur les besoins en produits pour 2008-2009. TCPL répond actuellement aux demandes de renseignements de l'AUC en ce qui a trait au règlement. TCPL prévoit que le règlement sera approuvé pendant le troisième trimestre de 2008.

Le 25 juillet 2008, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a publié un avis de demande d'audience qui présente de façon détaillée la portée préliminaire et les exigences de dépôt minimales pour une instance sur les coûts en capital généraux afin de revoir le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires général pour 2009, le mécanisme d'ajustement à cet égard et la structure du capital des services publics individuels. La date du début de l'audience est prévue pour le 23 février 2009.

Le 17 juin 2008, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une demande sollicitant l'application de la compétence fédérale pour le réseau de l'Alberta. Le 18 juillet 2008, l'ONÉ a annoncé qu'il tiendrait une audience de vive voix à ce sujet à partir du 18 novembre 2008. Une décision au sujet de cette demande devrait être rendue au cours du premier trimestre de 2009. À l'heure actuelle, la compétence provinciale sur le réseau de l'Alberta empêche TCPL d'acquérir, de construire ou d'exploiter des installations qui transportent du gaz naturel à l'extérieur des frontières provinciales de l'Alberta. La compétence fédérale permettrait de prolonger le réseau de l'Alberta hors des frontières provinciales pour fournir un service intégré aux clients en Alberta et en Colombie-Britannique ainsi qu'aux producteurs de gaz naturel dans les régions nordiques.

En novembre 2007, TCPL a déposé une demande à l'Alberta Energy and Utilities Board pour obtenir un permis de construction pour le prolongement du réseau dans le corridor du centre-nord, d'un coût d'environ 1 milliard de dollars, qui comprend un gazoduc de 300 km et des installations connexes sur le tronçon nord du réseau de l'Alberta. Le 14 avril 2008, l'AUC a tenu une audience préliminaire avec tous les intéressés pour discuter de questions de procédures, notamment la portée, l'objet, le calendrier et l'emplacement de l'audience. Le 24 avril 2008, l'AUC a rendu une décision au sujet de la rencontre préalable à l'audience, qui prévoit pour le 28 juillet 2008 le début de l'audience pour cette demande.

Oléoduc Keystone

En mai 2008, la construction a été entreprise pour la première phase du projet d'oléoduc Keystone, qui prévoit l'aménagement d'installations au Canada et aux États-Unis permettant le transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés du Midwest américain à Wood River et à Patoka, en Illinois. Les livraisons vers Wood River et Patoka devraient commencer vers la fin de 2009. Les livraisons dans le cadre de la deuxième phase du projet, qui desservira Cushing, en Oklahoma, devraient commencer vers la fin de 2010.

Le 23 juin 2008, l'ONÉ a rendu une décision approuvant la demande de TCPL visant les installations de pompage supplémentaires requises dans le cadre de l'accroissement de la capacité nominale du tronçon canadien du projet d'oléoduc Keystone, pour la faire passer d'environ 435 000 baril par jour (« b/j ») à 590 000 b/j.

Le 16 juillet 2008, TCPL a annoncé des plans prévoyant l'expansion et le prolongement de l'oléoduc Keystone et l'ajout, en 2012, d'une capacité supplémentaire de 500 000 b/j en provenance de l'Ouest canadien et à destination de la côte américaine du golfe du Mexique, à proximité de terminaux déjà en exploitation à Port Arthur, au Texas. L'expansion, dont le coût approximatif est évalué à 7,0 milliards de dollars US, devrait, une fois achevée, hausser le débit du réseau Keystone de 590 000 b/j à environ 1,1 million b/j. L'investissement de capitaux dans ce projet devrait totaliser environ 12,2 milliards de dollars US. La construction des nouvelles installations devrait s'amorcer en 2010, à la suite de l'obtention des approbations réglementaires requises. Des engagements à long terme ont été obtenus pour environ 830 000 b/j pour une durée moyenne de 18 ans.

Le projet de Keystone est un partenariat à parts égales entre TCPL et ConocoPhillips. Cependant, certaines parties qui ont convenu de prendre des engagements de volumes dans le cadre du projet d'expansion de Keystone ont l'option d'acquérir une participation cumulée à concurrence de 15 % dans ces partenariats.

Projet de pipeline Sunstone

TCPL et Williams Companies, Inc. (« Williams ») continuent d'évaluer la possibilité d'aménager le projet Sunstone, pipeline proposé de 943 km depuis le Wyoming jusqu'à Stanfield, en Oregon, ayant une capacité de débit maximale de 1,2 milliard de pieds cubes par jour. En juin 2008, la coentreprise a réalisé un appel de soumissions et signé un protocole d'entente avec Sempra Pipelines and Storage (« Sempra ») aux termes duquel Sempra peut acquérir une participation de 25 % dans le pipeline Sunstone et une société affiliée à Sempra deviendrait expéditeur sur le pipeline Sunstone. En présumant de la participation de Sempra, TCPL et Williams détiendraient chacune une participation de 37,5 % dans la coentreprise. La société prévoit que le projet sera mis en service en novembre 2011, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

Projet de pipeline Pathfinder

TCPL évalue actuellement la possibilité d'aménager le projet Pathfinder, pipeline proposé de 1 030 km allant de Meeker, au Colorado, jusqu'au réseau Northern Border et comportant une capacité de débit initiale de 1,2 milliard de pieds cubes par jour et une capacité de débit ultime de 2,0 milliards de pieds cubes par jour. Enterprise Products Partners L.P. et Quicksilver Gas Services PL ont convenu d'expédier au total 500 millions de pieds cubes par jour sur une période de dix ans et d'acquérir une participation globale pouvant atteindre 50 % du projet de pipeline Pathfinder. TCPL étudie les offres reçues au cours d'un appel de soumissions exécutoires pour la capacité du pipeline Pathfinder, qui a pris fin le 27 juin 2008. Le projet Pathfinder a pour but d'assurer le transport depuis le bassin des Rocheuses aux États-Unis d'ici la fin de 2010.

Projet de pipeline Bison

Northern Border évalue la possibilité d'aménager le projet Bison, pipeline proposé de 465 km allant de Dead Horse, au Wyoming, jusqu'au réseau Northern Border et comportant une capacité de débit initiale de 400 millions de pieds cubes par jour et une capacité de débit ultime de 660 millions de pieds cubes par jour. Un appel de soumissions exécutoires pour la capacité du projet de pipeline Bison s'est terminé le 23 mai 2008. Bison Pipeline Company LLC, filiale en propriété exclusive de Northern Border, évalue actuellement les conditions liées aux soumissions. Northern Border évaluera le projet de nouveau lorsque toutes les soumissions auront été mises au point.

Dossier tarifaire de Portland

Le 1^{er} avril 2008, Portland a déposé un dossier tarifaire général auprès de la FERC qui proposait une majoration tarifaire d'environ 6 % ainsi que d'autres modifications aux tarifs. Les tarifs proposés devraient entrer en vigueur le 1^{er} septembre 2008, sous réserve d'un remboursement conformément l'ordonnance de suspension de la FERC en date du 1^{er} mai 2008. L'audience devrait commencer le 10 mars 2009.

Projet de gazoduc de l'Alaska

Le 23 juillet 2008, la demande de permis présentée par TCPL pour la construction du projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA ») a été approuvée par la Chambre des représentants de l'Alaska. Un vote du Sénat de l'Alaska en faveur de la demande est une condition requise pour la délivrance du permis. Le vote du Sénat devrait avoir lieu d'ici le 2 août 2008. Bien qu'aucun autre demandeur ne réponde à toutes les exigences prévues en vertu de l'AGIA, BP p.l.c. et ConocoPhillips ont proposé un contre-projet de gazoduc de l'Alaska en avril

2008. TCPL poursuit sa collaboration avec les représentants de l'État de l'Alaska et les producteurs de cet État pour faire progresser le projet de gazoduc de l'Alaska.

Énergie

Acquisition de Ravenswood

Le 31 mars 2008, TCPL a annoncé qu'une de ses filiales avait conclu une entente en vue d'acquérir toutes les participations des membres de KeySpan-Ravenswood, LLC et toutes les actions en circulation de KeySpan Ravenswood Services Corp. auprès de National Grid. KeySpan Ravenswood, LLC détient ou contrôle, directement ou indirectement, la centrale de Ravenswood d'une puissance de 2 480 mégawatts (« MW ») située à Queens, dans l'État de New York. Le prix d'achat est d'environ 2,8 milliards de dollars US, plus les ajustements de clôture.

Le 18 juin 2008, la FERC a rendu une ordonnance autorisant l'acquisition de Ravenswood par la société. Le 21 mai 2008, le ministère de la Justice et la Federal Trade Commission des États-Unis ont acquiescé à la demande de la société au sujet de la fin anticipée de la période d'attente aux termes des règles de notification préalable à une fusion. Cette acquisition demeure assujettie à l'approbation de la Public Service Commission de l'État de New York et elle devrait se conclure pendant le troisième trimestre de 2008.

Projet de centrale électrique de Coolidge

Le 12 mai 2008, TCPL a annoncé la signature d'une CAE de 20 ans par un service public de Phoenix, en Arizona, dans le cadre du projet Salt River. Cette convention prévoit l'achat de 100 % de la production de la centrale électrique de Coolidge que TCPL prévoit aménager.

La centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel devrait être située à Coolidge, en Arizona. Le coût en capital du projet devrait totaliser environ 500 millions de dollars US, et la puissance nominale de la centrale sera de 575 MW. TCPL a déposé un avis de demande auprès de l'Arizona Corporation Commission et devrait déposer une demande complète pour un certificat de compatibilité environnementale au cours du troisième trimestre de 2008. Sous réserve de l'obtention des permis requis, les travaux de construction devraient commencer vers la fin de 2009, avec une mise en service en mai 2011, ce qui permettra de répondre à la demande de pointe d'électricité.

Kibby

Le 9 juillet 2008, TCPL a annoncé que le plan d'aménagement final du projet éolien Kibby avait été approuvé à l'unanimité par la Land Use Regulation Commission de l'État du Maine. La planification de la construction est en cours pour ce projet éolien de 132 MW situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, comté de Franklin, dans le nord-ouest du Maine. Le coût en capital du projet est évalué à environ 320 millions de dollars US. Sous réserve de l'obtention de toutes les autres approbations réglementaires, les travaux de construction pourraient commencer au troisième trimestre de 2008, et les installations dans le cadre du projet devraient être intégralement en service en 2010.

Portlands Energy Centre

Le 30 mai 2008, la centrale au gaz naturel à cycle simple Portlands Energy Centre située près du centre-ville de Toronto, en Ontario, a été mise en exploitation en mode à cycle simple dans le respect du calendrier et du budget. La centrale, détenue à 50 % par TCPL, peut actuellement fournir 340 MW d'électricité conformément à un contrat à long terme. En septembre 2008, la centrale électrique devrait

être remise en construction. L'entrée en exploitation en mode à cycle combiné, avec une capacité de production de 550 MW d'électricité, est prévue pour le deuxième trimestre de 2009.

Interruption temporaire de l'exploitation de la centrale électrique de Bécancour

Le 4 juillet 2008, Hydro-Québec a informé la Régie de l'énergie qu'elle exercera son option de prolonger jusqu'à la fin de 2009 l'interruption temporaire de toute la production d'électricité de la centrale de Bécancour de TCPL. Le prolongement de l'interruption temporaire, qui doit être approuvé par la Régie de l'énergie, signifie que TCPL touchera en 2009, aux termes de l'entente, des paiements comparables à ceux qu'elle aurait reçus dans le cadre de l'exploitation normale de l'installation.

Broadwater

Le 6 juin 2008, Broadwater Energy LLC (« Broadwater ») a interjeté appel auprès du Secrétaire du commerce des États-Unis relativement au rejet, par le Département d'État de l'État de New York, le 10 avril 2008, de la proposition de construction de l'installation de GNL de Broadwater. L'appel de Broadwater a été présenté en invoquant le fait que le Département d'État de l'État de New York s'est fondé sur des motifs erronés pour prendre sa décision. L'appel demande que le Secrétaire du commerce annule la décision du Département d'État de l'État de New York en raison du fait que le projet respecte les critères d'approbation en vertu de la loi intitulée *Coastal Zone Management Act* et du règlement connexe.

Renseignements sur les actions

Au 30 juin 2008, TCPL avait 535 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2008		2007				2006	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 017	2 133	2 189	2 187	2 208	2 244	2 091	1 850
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	318	445	373	320	254	263	268	293
Données sur les actions								
Bénéfice net par action - de base et dilué	0,60 \$	0,83 \$	0,69 \$	0,60 \$	0,49 \$	0,50 \$	0,56 \$	0,60 \$

(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 l'exercice considéré.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Dans le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits ainsi que le bénéfice 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 bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice 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'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux faits nouveaux ayant influé sur le bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2006 tenait compte d'une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales, et des modifications des estimations. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait le résultat de la centrale de Bécancour entrée en exploitation le 17 septembre 2006.
- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2006 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant de quelque 12 millions de dollars.
- Le bénéfice net du premier trimestre de 2007 comprenait des ajustements d'impôts favorables de 15 millions de dollars. De plus, le bénéfice net de l'entreprise de pipelines comprenait les contributions découlant de l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes depuis le 22 février 2007. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait le résultat des installations de gaz naturel d'Edson, entrées en exploitation le 31 décembre 2006.
- Au deuxième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 16 millions de dollars (12 millions de dollars pour le siège social et 4 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie) lié à des ajustements d'impôts favorables découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada. Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines s'était accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.
- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2007 comprenait des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs.
- Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 56 millions de dollars (30 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 26 millions de dollars pour le siège social) lié à des ajustements favorables d'impôts découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada ainsi que d'autres modifications législatives, en plus de comprendre un gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) à la vente de terrains auparavant détenus à des fins d'aménagement. Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines avait augmenté en raison de la constatation d'un résultat supplémentaire lié au règlement du dossier pour le réseau GTN, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007.
- Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines du premier trimestre de 2008 comprenait des règlements de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) reçus par GTN et Portland dans le cadre de la faillite de Calpine et un produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) en règlement d'une action en justice. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait la radiation de

27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) découlant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. À partir du premier trimestre de 2008, l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour a réduit les produits des installations énergétiques de l'Est; toutefois, l'incidence sur le bénéfice net n'a pas été importante en raison des paiements de capacité touchés aux termes de l'entente conclue avec Hydro-Québec.

- Le bénéfice net du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2008 comprenait en outre des gains non réalisés nets de 8 millions de dollars après les impôts (12 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, les produits et le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest se sont accrus en raison de la hausse des prix réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché en Alberta.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits	2 017	2 208	4 150	4 452
Charges d'exploitation				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	733	761	1 431	1 493
Achats de produits de base revendus	347	523	757	1 094
Amortissement	301	300	597	590
	1 381	1 584	2 785	3 177
	636	624	1 365	1 275
Autres charges (produits)				
Charges financières	191	269	415	508
Charges financières des coentreprises	17	19	33	40
Intérêts créditeurs et autres produits	(29)	(48)	(68)	(78)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	–	–	(279)	–
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	–	–	41	–
	179	240	142	470
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	457	384	1 223	805
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	103	96	349	263
Futurs	19	14	23	(23)
	122	110	372	240
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	13	14	34	31
Autres	(1)	1	43	6
	12	15	77	37
Bénéfice net	323	259	774	528
Dividendes sur les actions privilégiées	5	5	11	11
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	318	254	763	517

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	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	323	259	774	528
Amortissement	301	300	597	590
Impôts futurs	19	14	23	(23)
Participations sans contrôle	12	15	77	37
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges	(7)	3	13	15
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	–	–	41	–
Autres	20	–	60	23
	668	591	1 585	1 170
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(126)	85	(104)	126
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	542	676	1 481	1 296
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(633)	(386)	(1 093)	(692)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(2)	(4)	(4)	(4 224)
Montants reportés et autres	(1)	(41)	111	(129)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(636)	(431)	(986)	(5 045)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(200)	(187)	(390)	(349)
Avances à (remboursement de) la société mère	14	(38)	(366)	718
Distributions versées aux participations sans contrôle	(60)	(24)	(75)	(34)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	754	(759)	1 090	(257)
Dettes à long terme émises	–	89	112	1 451
Réduction de la dette à long terme	(379)	(470)	(773)	(795)
Dettes à long terme émises par des coentreprises	17	98	34	110
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(28)	(107)	(57)	(119)
Actions ordinaires émises, déduction faite des coûts d'émission	69	51	125	1 523
Billets subordonnés de rang inférieur émis	–	1 107	–	1 107
Parts de société en nom collectif émises par une filiale	–	–	–	348
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	187	(240)	(300)	3 703
Incidence des modifications du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(3)	(27)	20	(30)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	90	(22)	215	(76)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	629	347	504	401
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	719	325	719	325
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	145	124	309	211
Intérêts payés	277	255	479	528

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2008	31 décembre 2007
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	719	504
Débiteurs	1 145	1 116
Stocks	549	497
Montant dû de TransCanada Corporation	1 421	835
Autres	401	188
	4 235	3 140
Immobilisations corporelles	24 149	23 452
Écart d'acquisition	2 813	2 633
Autres actifs	1 839	1 940
	33 036	31 165
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 133	55
Créditeurs et charges à payer	1 985	1 769
Intérêts courus	252	260
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	537	556
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	30	30
	3 937	2 670
Montant dû à TransCanada	1 527	1 307
Montants reportés	1 283	1 107
Impôts futurs	1 218	1 193
Dette à long terme	11 945	12 377
Dette à long terme des coentreprises	875	873
Billets subordonnés de rang inférieur	1 006	975
	21 791	20 502
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	603	539
Autres	73	71
	676	610
Capitaux propres	10 569	10 053
	33 036	31 165

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	323	259	774	528
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(14)	(184)	39	(221)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	17	46	(24)	55
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	29	(36)	33	(37)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	1	23	(18)	20
Autres éléments du résultat étendu de la période	33	(151)	30	(183)
Résultat étendu de la période	356	108	804	345

- (1) Déduction faite d'une charge fiscale de 5 millions de dollars et d'un recouvrement d'impôts de 20 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 (charge fiscale de respectivement 51 millions de dollars et 56 millions de dollars en 2007).
- (2) Déduction faite d'une charge fiscale de 8 millions de dollars et d'un recouvrement d'impôts de 14 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 (charge fiscale de respectivement 23 millions de dollars et 28 millions de dollars en 2007).
- (3) Déduction faite d'une charge fiscale de 37 millions de dollars et de 49 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008.(recouvrement d'impôts de respectivement 15 millions de dollars et 10 millions de dollars en 2007).
- (4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 (charge fiscale de respectivement 7 millions de dollars et 5 millions de dollars en 2007).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

(non vérifié) (en millions de dollars)	Ajustement de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	39	—	39
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(24)	—	(24)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	—	33	33
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ^{(4) (5)}	—	(18)	(18)
Solde au 30 juin 2008	(346)	3	(343)
Solde au 31 décembre 2006	(90)	—	(90)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers ⁽⁶⁾	—	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(221)	—	(221)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	55	—	55
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	—	(37)	(37)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	—	20	20
Solde au 30 juin 2007	(256)	(113)	(369)

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 20 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2008 (charge fiscale de 56 millions de dollars en 2007).

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 14 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2008 (charge fiscale de 28 millions de dollars en 2007).

(3) Déduction faite d'une charge fiscale de 49 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2008 (recouvrement d'impôts de 10 millions de dollars en 2007).

(4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 11 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2008 (charge fiscale de 5 millions de dollars en 2007).

(5) Le montant des gains et des pertes liés aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui sera reclassé dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois devrait être 10 millions de dollars au titre des gains nets (7 millions de dollars après les impôts au titre des pertes nettes). Ces estimations sont fondées sur des prix de l'électricité et du gaz, des taux d'intérêt et des taux de change constants au fil des ans; toutefois, les montants réels qui seront reclassés varieront en fonction de ces facteurs.

(6) Déduction faite d'une charge fiscale de 44 millions de dollars.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

(non vérifié) (en millions de dollars)	Semestres terminés les 30 juin 2008	2007
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	6 554	4 712
Produit de l'émission d'actions ordinaires	125	1 523
Solde à la fin de la période	6 679	6 235
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	281	277
Autres	1	2
Solde à la fin de la période	282	279
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	3 202	2 719
Ajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	-	4
Bénéfice net	774	528
Dividendes sur les actions privilégiées	(11)	(11)
Dividendes sur les actions ordinaires	(403)	(358)
Solde à la fin de la période	3 562	2 882
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(373)	(90)
Ajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	-	(96)
Autres éléments du résultat étendu	30	(183)
Solde à la fin de la période	(343)	(369)
Total des capitaux propres	10 569	9 416

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 2007. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements 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 2007 compris dans le rapport annuel 2007 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Dans le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits ainsi que le bénéfice 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 bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice 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'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Pour dresser les états financiers, TCPL doit avoir recours à des estimations et des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus à jour et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour formuler ces estimations. 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.

2. Modifications de conventions comptables

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par le Conseil des normes comptables internationales (« CNCI »). En juin 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACMV ») ont proposé que les entreprises canadiennes qui sont également inscrites à la SEC, telles que TCPL, pourraient se prévaloir de l'option de préparer leurs états financiers conformément aux PCGR des États-Unis plutôt que conformément aux IFRS. TCPL

étudie actuellement l'option d'adopter les IFRS à partir du 1^{er} janvier 2011 et l'incidence d'une telle conversions sur ses systèmes comptables et ses états financiers. Le plan de conversion de TCPL prévoit l'analyse de la structure du projet, de la gouvernance, des ressources, de la formation, de l'analyse des principales différences avec les principaux PCGR ainsi qu'une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables aux termes des IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarif réglementé. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les discussions en cours et les faits nouveaux au sein du CNCI et du Comité d'interprétation des normes internationales d'information financière au sujet de toute information qui pourrait préciser la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarif réglementé aux termes des IFRS.

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Produits	1 100	1 228	917	980	-	-	2 017	2 208
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(415)	(417)	(316)	(343)	(2)	(1)	(733)	(761)
Achats de produits de base revendus	-	(65)	(347)	(458)	-	-	(347)	(523)
Amortissement	(257)	(260)	(44)	(40)	-	-	(301)	(300)
	428	486	210	139	(2)	(1)	636	624
Charges financières et participations sans contrôle	(169)	(206)	-	-	(39)	(83)	(208)	(289)
Charges financières des coentreprises	(11)	(13)	(6)	(6)	11	-	(17)	(19)
Intérêts créditeurs et autres produits	15	16	3	3	39	29	29	48
Impôts sur les bénéfices	(105)	(117)	(56)	(42)	9	49	(122)	(110)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	158	166	151	94	15	(6)	318	254

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Produits	2 276	2 352	1 874	2 100	-	-	4 150	4 452
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(814)	(800)	(614)	(690)	(3)	(3)	(1 431)	(1 493)
Achats de produits de base revendus	-	(65)	(757)	(1 029)	-	-	(757)	(1 094)
Amortissement	(511)	(511)	(86)	(79)	-	-	(597)	(590)
	951	976	417	302	(3)	(3)	1 365	1 275
Charges financières et participations sans contrôle	(404)	(423)	-	1	(99)	(134)	(503)	(556)
Charges financières des coentreprises	(22)	(29)	(11)	(11)	-	-	(33)	(40)
Intérêts créditeurs et autres produits	47	29	4	6	17	43	68	78
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	-	-	-	-	-	279	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(41)	-	-	-	(41)	-
Impôts sur les bénéfices	(332)	(232)	(108)	(98)	68	90	(372)	(240)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	519	321	261	200	(17)	(4)	763	517

Total de l'actif

(non vérifié - en millions de dollars)

	30 juin 2008	31 décembre 2007
Pipelines	22 510	22 024
Énergie	7 698	7 037
Siège social	2 828	2 104
	33 036	31 165

4. Capital-actions

Au deuxième trimestre de 2008, TCPL a émis 1,9 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 69 millions de dollars.

Au premier trimestre de 2008, TCPL a émis 1,5 million d'actions en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit d'environ 56 millions de dollars.

Le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé qui seront offertes à un escompte de 2 % aux participants du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada pour les dividendes payables le 31 octobre 2008. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada supplémentaires. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

5. Dette à long terme

Le 27 juin 2008, la société a conclu un accord avec un consortium bancaire relativement à un prêt-relais confirmé et non garanti de un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US; il est assorti d'un taux d'intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres. Cette facilité est renouvelable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois et elle peut être utilisée pour financer une partie de l'acquisition de Ravenswood en cours. Aucun montant n'a été prélevé sur cette facilité jusqu'à maintenant.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 33 millions de dollars et de 59 millions de dollars relativement aux projets d'investissement.

6. Instruments financiers et gestion des risques

Stocks de gaz naturel

Au 30 juin 2008, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 240 millions de dollars étaient inclus dans les stocks (190 millions de dollars au 31 décembre 2007). Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1^{er} avril 2007. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pendant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 a donné lieu à des gains non réalisés nets de respectivement 42 millions de dollars et 102 millions de dollars, montants constatés en tant qu'augmentation des produits et des stocks (pertes non réalisées nettes de 23 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007). Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 30 millions de dollars et 107 millions de dollars (gains non réalisés nets de respectivement 19 millions de dollars et 16 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007), montants constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Les renseignements sur les dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net de la société dans ses établissements étrangers s'établissent comme suit :

Instruments dérivés en tant que couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Au 30 juin 2008		Au 31 décembre 2007	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014)	75	1 050 US	77	350 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2008)	(5)	730 US	(4)	150 US
Options en dollars US (échéant en 2008)	-	100 US	3	600 US
	70	1 880 US	76	1 100 US

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 30 juin 2008

(tous les montants sont en millions,
sauf indication contraire)

	Électricité	Gaz naturel	Participation
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction			
Justes valeurs ⁽¹⁾			
Actifs	104 \$	169 \$	26 \$
Passifs	(103)\$	(258)\$	(26)\$
Valeurs nominales			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	2 955	48	-
Ventes	3 301	65	-
En dollars CA	-	-	857
En dollars US	-	-	1 150 US
(Pertes) gains non réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(3)\$	7 \$	2 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(5)\$	(11)\$	(2)\$
Gains (pertes) réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2008	7 \$	(20)\$	7 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	9 \$	5 \$	10 \$
Dates d'échéance	2008 - 2014	2008 - 2010	2008 - 2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture ⁽⁴⁾⁽⁵⁾			
Justes valeurs ⁽¹⁾			
Actifs	250 \$	80 \$	3 \$
Passifs	(236)\$	- \$	(17)\$
Valeurs nominales			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	6 126	23	-
Ventes	17 727	-	-
En dollars CA	-	-	50
En dollars US	-	-	925 US
(Pertes) gains réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(37)\$	11 \$	(3)\$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(38)\$	19 \$	(2)\$
Dates d'échéance	2008 - 2014	2008 - 2011	2009 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2007) à l'égard des taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur.

(5) Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 comprenait des pertes de respectivement 3 millions de dollars et 4 millions de dollars (gains de respectivement néant et 3 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007) au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprenait des pertes de respectivement néant et de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur d'une couverture de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture en raison de la probabilité que l'opération anticipée originale ne se produira pas avant la fin de la période spécifiée initialement. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 ne comprend ni gains ni pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées.

2007(tous les montants sont en millions,
sauf indication contraire)

	Électricité	Gaz naturel	Participation
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transactions			
Justes valeurs ^{(1) (4)}			
Actifs	55 \$	43 \$	23 \$
Passifs	(44)\$	(19)\$	(18)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	3 774	47	-
Ventes	4 469	64	-
En dollars CA	-	-	615
En dollars US	-	-	550 US
Gains (pertes) non réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2007	5 \$	1 \$	(2)\$
Semestre terminé le 30 juin 2007	9 \$	(16)\$	1 \$
Pertes (gains) réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2007	(3)\$	6 \$	1 \$
Semestre terminé le 30 juin 2007	(8)\$	18 \$	1 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2008 - 2012	2008 - 2010	2008 - 2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture ⁽⁵⁾⁽⁶⁾			
Justes valeurs ^{(1) (4)}			
Actifs	135 \$	19 \$	2 \$
Passifs	(104)\$	(7)\$	(16)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾			
Volumes ⁽²⁾			
Achats	7 362	28	-
Ventes	16 367	4	-
En dollars CA	-	-	150
En dollars US	-	-	875 US
Gains (pertes) réalisés de la période ⁽³⁾			
Trimestre terminé le 30 juin 2007	16 \$	(1)\$	1 \$
Semestre terminé le 30 juin 2007	13 \$	(3)\$	1 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2008 - 2013	2008 - 2010	2008 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Au 31 décembre 2007.

(5) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2007) à l'égard des taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur.

(6) Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 comprenait des pertes de respectivement 3 millions de dollars et 4 millions de dollars (gains de respectivement néant et 3 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007) au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprenait des pertes de respectivement néant et de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur d'une couverture de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture en raison de la probabilité que l'opération anticipée originale ne se produira pas avant la fin de la période spécifiée initialement. Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 ne comprend ni gains ni pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées.

7. 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 2008 se présente comme suit.

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Coût des services rendus au cours de la période	12	11	1	1
Intérêts débiteurs	20	18	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(23)	(20)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	1	–
Amortissement de la perte actuarielle nette	5	6	1	–
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	–	(1)
Coût net constaté au titre des avantages	15	16	4	1

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Coût des services rendus au cours de la période	25	22	1	1
Intérêts débiteurs	39	35	4	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(46)	(39)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	9	12	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	–	(1)
Coût net constaté au titre des avantages	29	32	6	4

8. Règlements à la suite de la faillite de Calpine

Certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions et de 6,1 millions d'actions, représentant environ 85 % des réclamations convenues. Ces actions ont par la suite été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à un bénéfice total de 279 millions de dollars avant les impôts.

9. Radiation de coûts d'aménagement

Le 24 mars 2008, le Federal Energy Regulatory Committee des États-Unis a autorisé la construction et l'exploitation du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater, sous réserve des conditions énoncées dans l'autorisation. Le 10 avril 2008, le Département d'État de l'État de New York a rejeté la proposition de construction de l'installation de Broadwater. Par suite de cette décision défavorable, TCPL a radié des coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés précédemment au titre du projet de GNL de Broadwater jusqu'au 31 mars 2008.

10. Engagements et éventualités

Engagements

Le 31 mars 2008, TCPL a conclu une entente avec National Grid plc en vue d'acquérir, en contrepartie d'environ 2,8 milliards de dollars US plus les ajustements de clôture, une participation de 100 % dans KeySpan-Ravenswood, LLC, qui détient la centrale électrique de Ravenswood, à Queens, dans l'État de New York. TCPL entend financer l'acquisition d'une manière qui concorde avec sa structure du capital actuelle. En outre, au 30 juin 2008, TCPL avait conclu des ententes prévoyant l'achat de matériaux et de services de construction pour le projet éolien Kibby et le projet de centrale électrique de Coolidge totalisant près de 625 millions de dollars.

Éventualités

Le 3 avril 2008, la Cour d'appel de l'Ontario a rejeté un appel présenté par Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations (« CAPLA »). CAPLA a présenté l'appel à la suite de la décision de la Cour supérieure de l'Ontario en novembre 2006 de rejeter le recours collectif de CAPLA contre TCPL et Enbridge Inc. pour des dommages qu'ils auraient subis du fait qu'ils se soient vu imposer une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres de la canalisation, conformément à l'article 112 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La décision de la Cour d'appel de l'Ontario est exécutoire et sans appel puisque CAPLA n'a pas présenté un autre appel pendant la période permise.

11. Opérations entre apparentés

En juin 2008, TransCanada a avancé à TCPL des fonds de 220 millions de dollars sur sa facilité de crédit.

En juin 2008, TransCanada a remboursé le billet à escompte de 1,2 milliard de dollars émis en faveur de TCPL au 31 décembre 2007. TCPL a par la suite émis en faveur de TransCanada un nouveau billet à escompte d'un montant de 1,4 milliard de dollars assorti d'un taux d'intérêt de 3,4 %. Ce billet échoit en décembre 2008.

En mai 2008, TCPL a remboursé 7 millions de dollars sur sa facilité de crédit renouvelable auprès de TransCanada.

En janvier 2008, TCPL a remboursé 370 millions de dollars US sur un billet à ordre émis en faveur de TransCanada.

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/Terry Hook au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Cecily Dobson/Shela Shapiro au 403-920-7859 ou au 1-800-608-7859.

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