

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – TROISIÈME TRIMESTRE DE 2007

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 29 octobre 2007, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007. 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 2006 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. 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 Limited. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2006 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 », « 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 ces énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements que laissent entrevoir ces informations pourraient différer des résultats ou des événements réels. 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, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans le secteur des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, l'accès aux marchés des capitaux, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques, ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, ces 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 organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Les lecteurs ne devraient pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, qui sont fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TCPL n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, notamment pour tenir compte de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres faits, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, la société utilise les mesures « résultat comparable », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures n'ont pas de définition normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus (PCGR), et, par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Elles ont été utilisées pour fournir aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de la société, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation. La direction a recours à ces mesures pour pouvoir 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.

Le résultat comparable comprend le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies rajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants mais ne sont pas typiquement représentatifs des activités de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, et la direction fait preuve de discernement pour déterminer les postes à exclure du calcul du résultat comparable. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et rajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice et des règlements reçus d'anciens clients dans le cadre de faillites. Le rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes provenant de 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 utilisée par le secteur de l'énergie. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du résultat net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Pipelines				
Résultat comparable	163	130	484	403
Postes particuliers :				
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	-	13
Résultat net	163	130	484	434
Énergie				
Résultat comparable	156	123	352	297
Poste particulier :				
Rajustements d'impôts	-	-	4	23
Résultat net	156	123	356	320
Siège social				
(Charges comparables) résultat comparable	(14)	(10)	(45)	(33)
Poste particulier :				
Redressements et rajustements d'impôts	15	50	42	60
Résultat net (charges nettes)	1	40	(3)	27
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies ⁽¹⁾	320	293	837	781
Activités abandonnées	-	-	-	28
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	320	293	837	809
(1) Résultat comparable	305	243	791	667
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Redressements et rajustements d'impôts	15	50	46	83
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gains à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	-	13
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies	320	293	837	781

Pour le troisième trimestre de 2007, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) de TCPL se sont établis à 320 millions de dollars comparativement à 293 millions de dollars au troisième trimestre de 2006. Le bénéfice net et le résultat net du troisième trimestre ont progressé de 27 millions de dollars entre 2006 et 2007, principalement en raison du bénéfice tiré de l'acquisition d'ANR en février 2007, de la hausse des prix de l'électricité réalisés en Alberta, de la mise en service des centrales de Bécancour et d'Edson et du bénéfice supérieur constaté par suite du règlement quinquennal au sujet du réseau principal au Canada approuvé par l'Office national de l'énergie (ONÉ) en mai 2007. Le résultat net du troisième trimestre de 2007 comprend des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs, comparativement à une économie d'impôts de 50 millions de dollars constatée au troisième trimestre de 2006 à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations.

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2007 s'est établi à 305 millions de dollars, alors qu'il avait été de 243 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Il ne tient pas compte de l'incidence favorable des redressements et des rajustements d'impôts de respectivement 15 millions de dollars et de 50 millions de dollars pour les troisièmes trimestres de 2007 et de 2006, tel qu'il est commenté ci-dessus.

Pour les neuf premiers mois de 2007, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat net se sont chiffrés à 837 millions de dollars, comparativement au bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de 809 millions de dollars et au résultat net de 781 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent. La progression du bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires et du résultat net s'explique par les facteurs susmentionnés ainsi que par les rajustements d'impôts favorables supplémentaires de 31 millions de dollars au premier semestre de 2007 découlant de modifications à la législation fiscale canadienne, du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices et d'une restructuration interne. Ces hausses ont été atténuées en partie par le recul du résultat de Bruce Power. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 tenait compte de rajustements favorables et d'économies d'impôts d'environ 83 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices, de la réduction des taux fédéraux et provinciaux d'imposition canadiens et des modifications des estimations. En outre, le bénéfice net et le résultat net en 2006 tenaient compte du règlement de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) conclu avec Mirant Corporation et certaines de ses filiales (Mirant) et du gain de 13 millions de dollars après les impôts (23 millions de dollars avant les impôts) découlant de la vente de la participation de commandité de TCPL dans Northern Border Partners, L.P. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 incluait par ailleurs le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités abandonnées, soit 28 millions de dollars, qui tenait compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de Mirant et reçus au cours du premier trimestre de 2006 relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TCPL s'est dessaisie en 2001.

Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2007 s'est chiffré à 791 millions de dollars, alors qu'il avait été de 667 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Le résultat comparable de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 ne tient pas compte des redressements et des rajustements d'impôts de 46 millions de dollars. Le résultat comparable de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 excluait les rajustements d'impôts favorables de 83 millions de dollars, le règlement de 18 millions de dollars conclu dans le cadre de la faillite de

Mirant et le gain de 13 millions de dollars découlant de la vente de la participation de TCPL dans Northern Border Partners, L.P.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 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 697 millions de dollars et à 1 867 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007. Il s'agit d'une hausse de respectivement 36 millions de dollars et 151 millions de dollars comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2006.

Pipelines

Le résultat net et le résultat comparable de l'entreprise de pipelines se sont établis à 163 millions de dollars au troisième trimestre de 2007, soit 33 millions de dollars de plus que les 130 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2006.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, le résultat net s'est chiffré à 484 millions de dollars, comparativement au chiffre de 434 millions de dollars inscrit pour la même période en 2006. À l'exclusion du règlement de 18 millions de dollars de Mirant au premier trimestre de 2006 et du gain de 13 millions de dollars à la vente de la participation de TCPL dans Northern Border Partners, L.P. au deuxième trimestre de 2006, le résultat comparable s'est accru de 81 millions de dollars entre 2006 et 2007.

Aperçu des résultats – Pipelines

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	69	59	201	179
Réseau de l'Alberta	32	35	97	102
ANR ⁽¹⁾	19		69	
GTN	10	12	26	39
Foothills ⁽²⁾	6	7	20	21
	136	113	413	341
Autres pipelines				
Great Lakes ⁽³⁾	11	10	36	33
Iroquois	3	4	11	11
Portland	1	6	7	10
PipeLines LP ⁽⁴⁾	8	(1)	14	3
Ventures LP	3	3	9	9
TQM	2	2	5	5
TransGas	2	3	10	8
Gas Pacifico/INNERGY	-	1	2	5
Tamazunchale	2		7	
Mise en valeur des régions nordiques	(1)	(1)	(3)	(3)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(4)	(10)	(27)	(19)
	27	17	71	62
Résultat comparable	163	130	484	403
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	-	-	13
Résultat net	163	130	484	434

(1) ANR comprend les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.

(2) Foothills reflète l'exploitation cumulée de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique. L'exploitation de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique est intégrée depuis le 1^{er} avril 2007.

(3) Les résultats de Great Lakes tiennent compte de la participation de 53,55 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 et de la participation de 50 % avant cette date.

(4) Les résultats de PipeLines LP reflètent une participation réelle supplémentaire de TCPL de 15 % dans Great Lakes en raison de la participation de 32,1 % que détient TCPL dans PipeLines LP depuis le 22 février 2007.

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le résultat net du réseau principal au Canada a progressé de 10 millions de dollars et de 22 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Ces hausses s'expliquent par l'incidence du règlement tarifaire quinquennal (le règlement) conclu avec les parties prenantes au sujet du réseau principal au Canada pour la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011. L'ONÉ a approuvé, en mai 2007, le règlement qui prévoyait une augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, pour le faire passer de 36 % à 40 %.

Par suite du règlement, le résultat net du réseau principal au Canada pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 a augmenté compte tenu de l'accroissement du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent. De plus, le résultat net du réseau principal au Canada a profité de l'incidence positive de certains accords incitatifs axés sur le rendement et de la compression des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. Ces hausses ont été contrées en partie par l'incidence négative du recul

du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,46 % en 2007 (8,88 % en 2006) et de la base tarifaire moyenne.

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 a diminué respectivement de 3 millions de dollars et de 5 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Ces reculs s'expliquent avant tout par la base tarifaire réduite ainsi que par le taux de rendement de l'avoir des actionnaires inférieur en 2007. Le résultat en 2007 tient compte d'un taux de rendement de 8,51 % contre un taux de rendement de 8,93 % en 2006 et le ratio de l'avoir réputé des actionnaires est demeuré à 35 % de 2006 à 2007.

Le résultat net d'ANR s'est établi à 19 millions de dollars et 69 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, ce qui cadre avec les attentes de la société en général. TCPL a réalisé l'acquisition d'ANR le 22 février 2007 et elle inclut son résultat net depuis cette date. Les produits d'ANR sont principalement tirés des services de transport interétatique, de stockage et de collecte de gaz naturel et des services connexes. Étant donné la nature saisonnière de l'entreprise, les volumes, les produits et le résultat net d'ANR sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, le résultat comparable de GTN a fléchi respectivement de 2 millions de dollars et de 13 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes de 2006 puisque les produits d'exploitation ont affiché un recul en 2007 en raison du recul des volumes garantis sous contrat à long terme et de l'augmentation de la provision constituée en 2007 pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels d'une filiale de Calpine Corporation qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite. Dans l'attente de la résolution de son dossier tarifaire courant, GTN constate ses produits de 2007 en fonction des taux de 2006. Par conséquent, GTN a constaté une provision pour un remboursement tarifaire égal à la différence entre les produits de transport fondés sur les tarifs provisoires de GTN pour 2007 et les tarifs qui étaient en vigueur en 2006.

Données sur l'exploitation

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		ANR ^{(3) (4)}	Réseau de Gas Transmission Northwest ⁽³⁾		Foothills ⁽⁵⁾	
	2007	2006	2007	2006		2007	2006	2007	2006
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 323	7 450	4 236	4 293	s.o.	s.o.	s.o.	824	856
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	2 359	2 209	2 994	3 033	829	600	592	1 058	1 051
Moyenne quotidienne	8,6	8,1	11,0	11,1	3,8	2,2	2,2	3,9	3,9

- (1) Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 655 milliards de pieds cubes (1 694 milliards de pieds cubes en 2006), soit une moyenne quotidienne de 6,1 milliards de pieds cubes (6,2 milliards de pieds cubes en 2006).
- (2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 064 milliards de pieds cubes pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 (3 133 milliards de pieds cubes en 2006); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,2 milliards de pieds cubes (11,5 milliards de pieds cubes en 2006).
- (3) Les réseaux d'ANR et de Gas Transmission Northwest sont exploités conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis. Par conséquent, les résultats des réseaux pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.
- (4) Les résultats d'ANR comprennent les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.
- (5) Les résultats de Foothills reflètent les activités cumulées de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique. L'exploitation de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique est intégrée depuis le 1^{er} avril 2007.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres pipelines s'est chiffrée à 27 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 17 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2006. La hausse provient avant tout de l'accroissement du résultat de PipeLines LP et de la diminution des coûts d'aménagement de projets. Le résultat de PipeLines LP a progressé, surtout grâce à la hausse de la participation de commandité de TCPL et de l'acquisition, par PipeLines LP, d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes le 22 février 2007 ainsi qu'en raison du rajustement au troisième trimestre de 2007 relativement à la participation accrue de TCPL. Les coûts d'aménagement de projets ont reculé compte tenu du moment où les coûts ont été engagés par rapport à l'exercice précédent et de la capitalisation des coûts de projets liés au prolongement de l'oléoduc Keystone au troisième trimestre de 2007. L'entrée en exploitation du pipeline Tamazunchale en décembre 2006 a également contribué à faire augmenter le résultat net du troisième trimestre de 2007. Ces hausses ont été atténuées en partie par le recul du résultat de Portland d'un exercice à l'autre par suite du règlement reçu en 2006 dans le cadre d'une faillite.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, le résultat net s'est chiffré à 71 millions de dollars, comparativement à 62 millions de dollars pour la même période en 2006. L'accroissement du résultat net en 2007 provient principalement de la hausse du résultat de Tamazunchale et de PipeLines LP, tel qu'il est commenté ci-dessus, mais cette progression a été en partie annulée par l'accroissement des coûts d'aménagement de projets et des frais de soutien dans le contexte de la croissance de l'entreprise de pipelines.

La société évalue actuellement l'incidence de la loi mexicaine sur le taux d'imposition uniforme des sociétés qui a été promulguée le 1^{er} octobre 2007. La société prévoit que cette loi n'aura pas d'incidences importantes sur ses états financiers.

Au 30 septembre 2007, TCPL avait consenti des avances de 135 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (GVM), et la société avait capitalisé un montant de 204 millions de dollars relativement au projet d'oléoduc Keystone.

TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à la réalisation du projet, 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 questions réglementaires et fiscales. La capacité de TCPL de recouvrer son placement dépend toujours de l'obtention de bons résultats pour le projet.

Énergie

À 156 millions de dollars, le résultat net de l'entreprise d'énergie au troisième trimestre de 2007 est de 33 millions de dollars supérieur aux 123 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2006.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est chiffré à 356 millions de dollars, soit 36 millions de dollars de plus que les 320 millions de dollars obtenus pour la même période en 2006. Exclusion faite des rajustements d'impôts sur les bénéfices de 4 millions de dollars et de 23 millions de dollars respectivement en 2007 et en 2006, le résultat comparable de l'entreprise d'énergie pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 a progressé de 55 millions de dollars.

Aperçu des résultats – Énergie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power	64	72	124	176
Installations énergétiques de l'Ouest	120	84	250	188
Installations énergétiques de l'Est	52	40	189	132
Stockage de gaz naturel	39	24	89	63
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(38)	(35)	(113)	(100)
Bénéfice d'exploitation	237	185	539	459
Charges financières	(6)	(5)	(16)	(17)
Intérêts créditeurs et autres produits	2	2	8	5
Impôts sur les bénéfices	(77)	(59)	(179)	(150)
Résultat comparable	156	123	352	297
Rajustements d'impôts	-	-	4	23
Résultat net	156	123	356	320

Bruce Power

Aperçu des résultats de Bruce Power ⁽¹⁾ (non vérifié)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power (base de 100 %) (en millions de dollars)				
Produits				
Électricité	517	478	1 427	1 396
Autres ⁽²⁾	35	15	85	43
	552	493	1 512	1 439
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien	(239)	(210)	(793)	(656)
Combustible	(23)	(26)	(76)	(68)
Loyer supplémentaire	(43)	(42)	(128)	(127)
Amortissement	(43)	(34)	(115)	(99)
	(348)	(312)	(1 112)	(950)
Bénéfice d'exploitation	204	181	400	489
Quote-part de TCPL	69	69	137	170
Rajustements	(5)	3	(13)	6
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TCPL	64	72	124	176
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible de la centrale				
Bruce A	79 %	86 %	81 %	76 %
Bruce B	96 %	92 %	88 %	94 %
Capacité cumulée de Bruce Power	90 %	90 %	86 %	88 %
Volumes des ventes (en GWh) ⁽³⁾				
Bruce A – 100 %	2 610	2 850	7 930	7 440
Bruce B – 100 %	6 820	6 540	18 620	19 790
Capacité cumulée de Bruce Power – 100 %	9 430	9 390	26 550	27 230
Quote-part de TCPL	3 427	3 448	9 747	9 848
Résultats par MWh ⁽⁴⁾				
Produits de Bruce A	60 \$	59 \$	59 \$	58 \$
Produits de Bruce B	53 \$	48 \$	52 \$	49 \$
Produits cumulés de Bruce Power	55 \$	51 \$	54 \$	51 \$
Combustible cumulé de Bruce Power	3 \$	3 \$	3 \$	2 \$
Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power ⁽⁵⁾	36 \$	32 \$	41 \$	34 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	52 %	33 %	45 %	37 %

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

(2) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 9 millions de dollars et de 26 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 (9 millions de dollars et 19 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006). Comprend des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction de 18 millions de dollars et de 36 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 (néant pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006).

(3) En gigawatts-heure.

(4) En mégawatts-heure.

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

À 64 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation découlant de la participation de TCPL dans Bruce Power a reculé de 8 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2006 et celui de 2007, et ce, principalement en raison des coûts supérieurs des avantages sociaux postérieurs à l'emploi et des autres coûts liés au personnel, de la hausse des coûts attribuables aux modifications de la durée et de l'ampleur des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif (principalement aux installations de Bruce A) et de l'amortissement inférieur du prix d'achat positif lié à l'échéance des conventions de vente d'électricité. L'accroissement des produits découlant des prix réalisés supérieurs a en partie contré ces incidences.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power pendant le troisième trimestre de 2007, soit 3 427 GWh, est comparable à la production de 3 448 GWh au troisième trimestre de 2006. Les prix réalisés par Bruce Power au cours du troisième trimestre de 2007 (exclusion faite des autres produits) se sont situés à 55 \$ le MWh, comparativement à 51 \$ le MWh pour la même période en 2006. Les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements de coûts de combustible) de Bruce Power sont passées de 32 \$ le MWh au troisième trimestre de 2006 à 36 \$ le MWh au troisième trimestre de 2007, soit des montants comparables à ceux des périodes de neuf mois visées. La hausse s'explique avant tout par les coûts supérieurs liés au personnel et aux arrêts d'exploitation pour entretien préventif ainsi que par le léger repli de la production.

Pour les six réacteurs en exploitation au cours du troisième trimestre de 2007, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 25 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été d'environ 12 jours-réacteur. Pendant la même période en 2006, il y avait eu pour Bruce Power environ 22 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 20 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. Aux troisièmes trimestres de 2007 et de 2006, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 90 %.

Le bénéfice d'exploitation que TCPL a tiré de son placement dans Bruce Power pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 s'est chiffré à 124 millions de dollars, alors qu'il avait été de 176 millions de dollars pour la même période en 2006. Ce recul de 52 millions de dollars est surtout attribuable aux coûts supérieurs des avantages postérieurs à l'emploi et aux autres coûts liés au personnel, à la baisse de la production et aux coûts supérieurs liés aux arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif ainsi qu'aux montants inférieurs de l'amortissement du prix d'achat positif relativement à l'échéance de conventions de vente d'électricité. Ces baisses ont été en partie annulées par l'incidence des prix réalisés supérieurs.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2007 devrait se situer à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à plus de 75 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Deux arrêts d'exploitation pour entretien préventif étaient prévus pour le troisième réacteur de Bruce A en 2007. Le premier arrêt de un mois s'est terminé en mai. Le second, qui a commencé vers la fin du troisième trimestre de 2007, devrait durer environ un mois et demi. Et de même, deux arrêts d'exploitation pour entretien préventif du quatrième réacteur de Bruce A ont eu lieu en 2007. Le premier s'est terminé en avril et le second, en septembre. Un arrêt d'exploitation de deux mois et demi pour le sixième réacteur de Bruce B s'est achevé en avril.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant. Le résultat net des réacteurs de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario

(OEO), toute la production de Bruce A du troisième trimestre de 2007 a été vendue au prix fixe de 59,69 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 58,63 \$ le MWh au troisième trimestre de 2006. Les ventes de la production du cinquième au huitième réacteurs de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 46,82 \$ le MWh au troisième trimestre de 2007 et de 45,99 \$ le MWh au troisième trimestre de 2006. Les prix de référence de Bruce A et de Bruce B sont rajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation. Au premier trimestre de 2007, le prix fixe pour la production de Bruce A était de 58,63 \$ le MWh (57,37 \$ le MWh en 2006) et le prix plancher pour la production de Bruce B était de 45,99 \$ le MWh (45,00 \$ le MWh en 2006). Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher de 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 résultat net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher. Pour réduire davantage le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 2 500 GWh de la production pour le reste de 2007 et 8 600 GWh de la production de 2008.

Le coût en capital du projet révisé d'une durée de sept ans pour les travaux de redémarrage et de remise à neuf des quatre réacteurs de Bruce A devrait totaliser environ 5,25 milliards de dollars, et la quote-part de TCPL sera d'environ 2,6 milliards de dollars. Au 30 septembre 2007, Bruce A avait engagé des coûts en capital de 1,8 milliard de dollars dans le cadre du projet révisé de redémarrage et de remise à neuf.

Installations énergétiques de l'Ouest

Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Électricité	325	311	832	807
Autres ⁽¹⁾	22	32	71	134
	347	343	903	941
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(172)	(194)	(486)	(534)
Autres ⁽²⁾	(18)	(27)	(53)	(103)
	(190)	(221)	(539)	(637)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(32)	(32)	(100)	(100)
Amortissement	(5)	(6)	(14)	(16)
Bénéfice d'exploitation	120	84	250	188

⁽¹⁾ Les autres produits comprennent Cancarb Thermax et le de gaz naturel vendu.

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

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Offre				
Électricité produite	560	599	1 683	1 622
Électricité achetée				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 860	3 283	8 990	9 520
Autres achats	362	455	1 227	1 460
	3 782	4 337	11 900	12 602
Ventes				
Électricité vendue à contrat	2 845	3 261	9 354	9 236
Électricité vendue au comptant	937	1 076	2 546	3 366
	3 782	4 337	11 900	12 602

Au troisième trimestre de 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 120 millions de dollars, soit 36 millions de plus que les 84 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2006. Cette hausse provient surtout des marges supérieures obtenues sur les conventions d'achat d'électricité (CAE) en Alberta par suite de la hausse des prix réalisés pour l'électricité en général cumulée au recul des coûts liés aux CAE, mais atténuée par la baisse des volumes. Les prix réalisés ont augmenté malgré le recul de 3 % des prix moyens sur le marché au comptant en Alberta en raison des remises sous contrat à des prix supérieurs. Les installations énergétiques de l'Ouest ont pour stratégie de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant en passant des contrats pour la majeure partie des volumes et en réduisant les volumes vendus sur le marché au comptant.

Entre le troisième trimestre de 2006 et de 2007, les volumes achetés ont diminué de 423 GWh pour s'établir à 2 860 GWh, et ce, principalement en raison de l'arrêt pour entretien préventif à l'installation Sundance B.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction des 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 25 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au troisième trimestre de 2007, soit un pourcentage comparable à celui du troisième trimestre de 2006. 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 ont conclu, en date du 30 septembre 2007, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 2 600 GWh d'électricité pour le reste de 2007 et de 7 600 GWh d'électricité en 2008.

Entre la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 et celle terminée le 30 septembre 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 62 millions de dollars pour atteindre 250 millions de dollars. Cette hausse provient avant tout de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général et de la baisse des coûts liés aux CAE.

*Installations énergétiques de l'Est***Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Est** ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Électricité	392	192	1 135	527
Autres ⁽²⁾	39	49	186	224
	431	241	1 321	751
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(226)	(94)	(586)	(284)
Autres ⁽²⁾	(38)	(47)	(163)	(196)
	(264)	(141)	(749)	(480)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(103)	(53)	(347)	(118)
Amortissement	(12)	(7)	(36)	(21)
Bénéfice d'exploitation	52	40	189	132

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

(2) Les autres produits comprennent le gaz naturel.

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Offre				
Production	1 915	1 039	5 966	2 693
Achats	2 087	934	5 175	2 331
	4 002	1 973	11 141	5 024
Ventes				
Électricité vendue à contrat	3 913	1 829	10 707	4 715
Électricité vendue au comptant	89	144	434	309
	4 002	1 973	11 141	5 024

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un bénéfice d'exploitation de 52 millions de dollars et de 189 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007. Il s'agit d'une augmentation de respectivement 12 millions de dollars et 57 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Ces hausses proviennent avant tout du bénéfice supplémentaire généré en 2007 par la mise en exploitation, en septembre 2006, de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour et par les paiements reçus aux termes du marché de capacité à terme nouvellement conçu en Nouvelle-Angleterre, atténué par la baisse de la production des installations de TC Hydro attribuable aux débits réduits.

À 1 915 GWh, les volumes produits au troisième trimestre de 2007 affichent une progression de 876 GWh comparativement aux 1 039 GWh produits au troisième trimestre de 2006 en raison de la mise en service de la centrale de Bécancour, en partie annulée par la baisse de la production des actifs productifs de TC Hydro en raison des débits réduits.

À 392 millions de dollars, les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est ont augmenté de 200 millions de dollars au troisième trimestre de 2007 comparativement à la même

période en 2006. Cet accroissement s'explique essentiellement par la mise en exploitation de la centrale de Bécancour et des installations de Baie-des-Sables, par la hausse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels et par les produits reçus aux termes du marché de capacité à terme nouvellement conçu en Nouvelle-Angleterre. Les achats de produits de base revendus à 226 millions de dollars et les volumes d'électricité achetés à 2 087 GWh ont affiché une forte hausse au troisième trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006, principalement du fait des achats supérieurs pour répondre à l'augmentation des volumes des ventes à des clients du secteur de gros et des secteurs commercial et industriel. 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 103 millions de dollars au troisième trimestre de 2007, montant supérieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique avant tout par la mise en exploitation de la centrale de Bécancour.

Environ 2 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant pendant le troisième trimestre de 2007, comparativement à environ 7 % au troisième trimestre de 2006. 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 du secteur de gros et des secteurs 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 septembre 2007, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 4 000 GWh d'électricité pour le reste de 2007 et pour 12 400 GWh en 2008. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ⁽¹⁾

(non vérifié)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power	90 %	90 %	86 %	88 %
Installations énergétiques de l'Ouest	91 %	94 %	93 %	86 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	99 %	98 %	97 %	97 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	97 %	97 %	95 %	94 %
Toutes les centrales	94 %	93 %	92 %	90 %

(1) La capacité disponible d'une centrale représente le pourcentage du temps, dans la période, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, duquel les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif sont soustraits.

(2) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est accru de 15 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2006 et celui de 2007 pour passer de 24 millions de dollars à 39 millions de dollars. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel a atteint 89 millions de dollars, soit une hausse de 26 millions de dollars comparativement aux 63 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2006. Ces augmentations s'expliquent surtout par le bénéfice supplémentaire tiré en 2007 de la mise en exploitation de la centrale d'Edson en décembre 2006.

TCPL gère son exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'achats et de ventes de stocks de gaz naturel exclusifs. Le résultat découlant des contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers est constaté de façon uniforme sur la durée du contrat. Le résultat découlant des ventes de stocks gaz naturel exclusifs, déduction faite des gains ou des pertes non réalisées attribuables aux variations de la juste valeur, est constaté au moment où le gaz naturel est vendu, ce qui a habituellement lieu pendant l'hiver, saison de retrait.

La variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme des stocks de gaz naturel exclusifs a été atténuée principalement par la variation de la juste valeur des stocks connexes. La variation nette des justes valeurs des stocks de gaz naturel exclusifs et des contrats de vente à terme compris dans les résultats du troisième trimestre de 2007 n'était pas importante.

Frais généraux et frais d'administration et de soutien

À 38 millions de dollars et à 113 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les frais généraux et les frais d'administration et de soutien ont progressé respectivement de 3 millions de dollars et de 13 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2006. Ces hausses s'expliquent surtout par les frais d'expansion des affaires accrus liés à la croissance de l'entreprise d'énergie.

Au 30 septembre 2007, TCPL avait capitalisé 37 millions de dollars relativement au projet de gaz naturel liquéfié de Broadwater.

Siège social

Le résultat net du secteur siège social du trimestre terminé le 30 septembre 2007 s'est élevé à 1 million de dollars, alors qu'il avait été de 40 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Le résultat net du secteur siège social s'est amoindri en raison des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars en 2007 s'appliquant à des exercices antérieurs, comparativement à des économies d'impôts de 50 millions de dollars en 2006 découlant du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations en 2006. Les gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et l'incidence des différences favorables dans les taux d'imposition ont été en partie contrés par la progression des charges financières, principalement en raison du financement de l'acquisition d'ANR et de Great Lakes. Les charges comparables du secteur du siège social se sont élevées à 14 millions de dollars et à 10 millions de

dollars respectivement aux troisièmes trimestres de 2007 et de 2006, montant qui exclut les redressements et les rajustements d'impôts de 15 millions de dollars et de 50 millions de dollars.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, les charges nettes du secteur siège social se sont élevées à 3 millions de dollars, alors que le résultat net de la même période en 2006 a été de 27 millions de dollars. Le résultat du secteur siège social a diminué pour les raisons susmentionnées ainsi qu'à la suite de nouvelles cotisations et de rajustements de l'impôt sur les bénéfices de respectivement 42 millions de dollars et 60 millions de dollars pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006. Pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006, les charges comparables du secteur siège social se sont montées respectivement à 45 millions de dollars et à 33 millions de dollars. Les charges comparables ne tiennent pas compte de l'incidence favorable des nouvelles cotisations et des rajustements de l'impôt sur les bénéfices de respectivement 42 millions de dollars et 60 millions de dollars.

Situation de trésorerie et sources de financement

Fonds provenant de l'exploitation

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	697	661	1 867	1 716
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	146	(43)	272	(136)
Rentrées nettes liées à l'exploitation	843	618	2 139	1 580

(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 se sont accrues de 225 millions de dollars et de 559 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Cette hausse découle principalement de l'accroissement des rentrées nettes liées à l'exploitation et du recul du fonds de roulement d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 697 millions de dollars et à 1,9 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, alors qu'ils avaient été de 661 millions de dollars et de 1,7 milliard de dollars pour les mêmes périodes en 2006. Ces augmentations sont essentiellement attribuables à un accroissement des liquidités générées par le résultat.

TCPL estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et son pouvoir de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeurent pratiquement inchangés depuis le 31 décembre 2006.

Activités d'investissement

Déduction faite de l'encaisse acquise, les acquisitions de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 se sont chiffrées à 4,2 milliards de dollars, essentiellement en raison de l'acquisition d'ANR et de la participation supplémentaire de 3,55 % 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. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition, soit le 22 février 2007. L'acquisition a

été financée au moyen du produit d'une émission d'actions ordinaires de la société, de l'encaisse et des fonds prélevés sur les facilités de crédit. Les acquisitions comprennent également la participation de 46,45 % que PipeLines LP a acquise dans Great Lakes en contrepartie d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge. L'acquisition a été financée au moyen de titres de créance et d'un placement privé de parts de PipeLines LP, qui comprenait un placement de 312 millions de dollars US de la part de TCPL.

Les acquisitions de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 se sont chiffrées à 358 millions de dollars et comprenaient l'achat d'une participation supplémentaire de commandité de 20 % dans Northern Border Pipeline Company par PipeLines LP.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 364 millions de dollars (372 millions de dollars en 2006) et 1,1 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars en 2006). Elles se rapportent principalement à la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques au sein de l'entreprise d'énergie et aux dépenses en immobilisations de l'entreprise de pipelines.

Pendant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, la cession d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles, avait généré 23 millions de dollars dans le cadre de la vente de la participation de commandité de 17,5 % détenue par TCPL dans Northern Border Partners, L.P.

Activités de financement

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, TCPL a affecté respectivement 64 millions de dollars et 859 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme (4 millions de dollars et 352 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006), et la société a émis des titres de créance à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 5 millions de dollars et de 2,6 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 (néant et 1,3 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006). Les billets à payer de TCPL se sont accrus de 413 millions de dollars et de 156 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, alors qu'ils avaient augmenté de 4 millions de dollars et diminué de 449 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006. La société a racheté des titres privilégiés d'un montant de 488 millions de dollars au troisième trimestre de 2007.

Le 5 octobre 2007, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang (billets) d'un montant de 1,0 milliard de dollars US. Les billets échoient le 15 octobre 2037 et ils portent intérêt au taux de 6,20 %. Le taux d'intérêt effectif au moment de leur émission s'établissait à 6,30 %. Les billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007 qui permet à la société d'offrir des titres de créance pour un montant de 2,5 milliards de dollars US et qui remplace le prospectus préalable visant un placement de 1,5 milliard de dollars US déposé en mars 2007. Avant que ce prospectus préalable ne soit remplacé, la société avait émis des titres de créance d'un montant de 1,0 milliard de dollars US aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en mars 2007.

En juillet 2007, TCPL a racheté, à leur valeur nominale, tous les titres privilégiés 8,25 % d'un montant de 460 millions de dollars US en circulation échéant en 2047. Ce rachat a eu lieu en raison du règlement tarifaire quinquennal conclu pour le réseau principal au Canada.

En avril 2007, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur (billets subordonnés) d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échéant en 2067 et portant intérêt au taux de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sur les billets subordonnés sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres (TIOL) de trois mois, majoré de 221 points de base. Les billets subordonnés étaient toujours en circulation au 30 septembre 2007 et ils étaient assortis d'un taux d'intérêt effectif de 6,51 %. TCPL peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une ou plusieurs périodes à concurrence de dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés. Le cas échéant, la société ne serait pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés sont subordonnés aux titres de créance de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres de créance et obligations de TCPL. Les billets subordonnés sont remboursables au gré de TCPL en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du remboursement. À la survenance de certains événements, les billets subordonnés sont remboursables plus tôt au gré de TCPL, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement ou pour un montant déterminé par une formule conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

En avril 2007, Northern Border a mis en place une facilité de crédit bancaire de 250 millions de dollars US d'une durée de cinq ans. Une partie de la facilité bancaire a servi au refinancement de billets de premier rang de 150 millions de dollars US échus le 1^{er} mai 2007, le solde inutilisé pouvant servir au financement de l'exploitation courante de Northern Border.

En mars 2007, la société a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'émettre respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US. Au 30 septembre 2007, la société n'avait émis aucun billet à moyen terme conformément au prospectus déposé au Canada et elle avait remplacé le prospectus préalable déposé aux États-Unis en mars 2007 par le dépôt d'un nouveau prospectus préalable aux États-Unis qui lui permet d'émettre des titres de créance de 2,5 milliards de dollars US, ainsi qu'il est commenté ci-dessus.

En mars 2007, ANR Pipeline Company a retiré volontairement de la Bourse de New York l'inscription des débentures 9,625 % échéant en 2021, des débentures 7,375 % échéant en 2024 et des débentures 7,0 % échéant en 2025. À la suite de ces radiations de la cote, en date du 12 avril 2007, ANR Pipeline Company a radié ces titres de l'inscription auprès de la SEC.

En février 2007, la société a mis en place une facilité de crédit consentie et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et prorogable de cinq ans de 300 millions de dollars US. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 22,5 points de base est imputé sur le solde impayé et des frais administratifs de 7,5 points de base sont prélevés sur la facilité totale. La société a tiré 1,0 milliard de dollars US sur cette facilité et 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR et investir des sommes supplémentaires dans

PipeLines LP. Au 30 septembre 2007, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à 700 millions de dollars US et la société avait remboursé celui de la marge de crédit à vue.

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la clôture de l'acquisition de Great Lakes. Au 30 septembre 2007, le solde impayé de cette facilité de crédit était de 517 millions de dollars US. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 55 points de base est imputé sur l'emprunt à terme de premier rang et un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de un mois majoré de 35 points de base est prélevé sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang. Des frais administratifs de 10 points de base sont imputés sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US. Le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 6,16 % au 30 septembre 2007.

Au troisième trimestre de 2007, TCPL a émis 1,7 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 64 millions de dollars.

Au deuxième trimestre de 2007, TCPL a émis 1,3 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 52 millions de dollars.

Dividendes

Le 29 octobre 2007, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2007, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (TransCanada) le 31 janvier 2008 sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2007. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Les administrateurs de TransCanada ont de plus approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé qui seront offertes aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada à un escompte de 2 % pour le dividende payable le 31 janvier 2008. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré. Les porteurs d'actions privilégiées de TCPL peuvent réinvestir leurs dividendes afin d'obtenir des actions ordinaires de TransCanada.

Modifications de conventions comptables

Les modifications de conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2006 et les rapports aux actionnaires des premier et deuxième trimestres de 2007 de TCPL.

Obligations contractuelles

À la suite de l'acquisition d'ANR par TCPL, les obligations d'achat futures de l'entreprise de pipelines, essentiellement les obligations au titre des contrats de location-exploitation et les obligations d'achat, se sont accrues de 225 millions de dollars entre le 31 décembre 2006 et le 30 septembre 2007.

La société a conclu des contrats d'achat de tuyaux et de fournitures totalisant près de 2,3 milliards de dollars pour la construction de l'oléoduc Keystone et d'autres projets pipeliniers.

Outre les engagements susmentionnés et les remboursements et paiements d'intérêts futurs sur la dette contractée pour l'émission de titres de créance et les rachats ou remboursements dont il est question sous la rubrique « Activités de financement » dans le présent rapport de gestion, il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2006 et le 30 septembre 2007, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL paraissant dans le rapport annuel 2006 de TCPL.

Instruments financiers et gestion des risques

Gestion des risques liés au prix de l'énergie, aux intérêts et au change

La société a recours à divers contrats pour atténuer le risque lié aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Ces contrats sont généralement constitués de ce qui suit.

- Contrats à terme - contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. La société a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer la volatilité respectivement des taux de change et des prix de l'électricité et du gaz.
- Swaps - contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer les fluctuations respectivement des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options - contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée soit à n'importe quel moment durant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer les fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Contrats visant le rendement thermique - contrats prévoyant des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier.

Risque lié au prix de l'énergie

La société est exposée aux fluctuations du prix de l'énergie dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel. Le principal risque survient du fait que les prix du marché pour les produits de base peuvent fluctuer négativement entre le moment où les prix d'achat ou de vente sont établis, ce qui peut amenuiser les marges prévues.

Pour gérer son exposition au risque lié au prix de l'énergie, la société, conformément à des politiques et procédures en matière de gestion des risques généraux, conclut des contrats de vente à moyen et à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements, tout en conservant une quantité qui ne

fait pas l'objet de contrats de vente pour assurer qu'elle peut gérer l'ensemble de son portefeuille d'actifs avec la souplesse nécessaire. À cette fin, la société a recours à des instruments tels que les contrats à terme, les swaps, les options et les contrats de rendement thermique.

La société évalue sans cesse les contrats d'électricité et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer s'ils répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire (« exception relative aux contrats d'achats et de ventes ordinaires »). En outre, certains contrats ne sont pas visés par la portée du chapitre 3855 puisqu'ils sont traités comme des contrats à exécuter ou qu'ils répondent à d'autres critères d'exemption.

Risque lié aux stocks de gaz naturel

Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusifs de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusifs avant le 1^{er} avril 2007.

La société constate les résultats liés à ses stocks de gaz naturel exclusifs dans les produits, déduction faite des achats de produits de base revendus. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs sont constatées dans les stocks et les produits. Au 30 septembre 2007, des stocks de gaz naturel exclusifs totalisant 81 millions de dollars étaient inclus dans les stocks, qui comprenaient un montant de 25 millions de dollars lié aux modifications de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les produits comprennent les pertes avant les impôts non réalisées liées à la variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs qui s'établissaient respectivement à 2 millions de dollars et à 25 millions de dollars. Ces pertes sont essentiellement annulées par la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de stocks de gaz naturel.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que des opérations adossées d'achat et de vente de stocks de gaz naturel exclusifs. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel.

Risque de taux d'intérêt

La dette à long terme de la société est assortie d'un taux d'intérêt fixe et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les prix, et aussi d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ces risques, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt, de contrats à terme et d'options.

Investissement dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars US pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 septembre 2007, la société avait désigné des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 3,4 milliards de dollars (3,4 milliards de dollars US) et une juste valeur de 3,5 milliards de dollars (3,5 milliards de dollars US) en tant qu'une partie de cette couverture et des swaps, des contrats de change à terme et des options ayant une juste valeur de 81 millions de dollars (81 millions de dollars US) en tant que couvertures de son placement net.

Instruments dérivés faisant l'objet de couvertures de placements dans des établissements étrangers

Actif (passif)

(en millions de dollars)

	Au 30 septembre 2007		Au 31 décembre 2006	
	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)	74	350 US	58	400 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2007)	3	100 US	(7)	390 US
Options en dollars US (échéant en 2007)	4	100 US	(6)	500 US
	<u>81</u>	<u>550 US</u>	<u>45</u>	<u>1 290 US</u>

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

Justes valeurs

Les justes valeurs des instruments financiers sont déterminées par voie de référence au prix indiqué ou demandé, le cas échéant, dans les marchés actifs. En l'absence d'un marché actif, la société détermine la juste valeur en ayant recours à des techniques d'évaluation qui se fondent sur des données de marché observables ou des prix du marché estimatifs. Elles comprennent des comparaisons avec des instruments semblables en présence de prix du marché observables, des modèles d'établissement du prix des options et d'autres techniques d'évaluation utilisées couramment par les intervenants sur le marché. Les justes valeurs déterminées à l'aide des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses au sujet du montant et du moment des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation estimatifs. Pour cerner ces hypothèses, la société se fonde principalement sur des facteurs d'intrant facilement observables sur le marché, notamment les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de devise ainsi que la volatilité des prix et des taux, le cas échéant.

Gains et pertes réalisés et non réalisés

Au 30 septembre 2007, des gains non réalisés sur les instruments financiers dérivés non réglés de 172 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont compris dans les autres actifs à court terme et de 129 millions de dollars (39 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont inclus dans les autres actifs. Au 30 septembre 2007, des pertes non réalisées de 189 millions de dollars (144 millions de dollars au 31 décembre 2006) et de 239 millions de dollars (158 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont incluses respectivement dans les créditeurs et dans les montants reportés. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend des gains réalisés découlant du règlement d'instruments financiers dérivés de respectivement 35 millions de dollars et 50 millions de dollars. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend des gains non réalisés liés à des instruments financiers dérivés non réglés de respectivement 5 millions de dollars et 21 millions de dollars.

Risque lié à la réglementation environnementale

À partir du 1^{er} juillet 2007, les installations industrielles en Alberta ayant des émissions supérieures à 100 000 tonnes exprimées en équivalent en gaz carbonique devront réduire de 12 % leur volume d'émissions de gaz à effet de serre (GES) conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation*. Les émetteurs ont jusqu'au 31 mars 2008 pour présenter des rapports vérifiés par des tiers qui font état des mesures prises pour assurer le respect de ces exigences. Pour ce faire, les émetteurs peuvent acquérir des compensations (réductions d'émissions de sources non plafonnées), engager des capitaux ou mettre en place des procédés qui contribuent à réduire le volume des émissions, acquérir des instruments de conformité auprès d'autres entités de secteurs plafonnés et contribuer au *Climate Change and Emissions Management Fund*. TCPL évalue actuellement ses options pour s'assurer de respecter ses obligations de conformité en vertu de la loi albertaine.

TCPL prévoit que les coûts liés aux objectifs de réduction des GES touchant le réseau de l'Alberta seront recouverts par le truchement des droits futurs payés par les clients du réseau de l'Alberta. Le recouvrement des coûts de conformité de réduction des GES liés aux centrales électriques de la société en Alberta dépendront ultimement des prix de l'électricité sur le marché. Ces modifications des GES pourraient influencer sur ces prix du marché.

TCPL maintient son engagement aux discussions en matière de politiques à tous les échelons des gouvernements provinciaux, étatiques et fédéraux. Plusieurs autres processus sont en cours,

notamment l'évaluation des grands besoins en infrastructures, l'élaboration continue d'éléments de politique de grande portée (des systèmes compensatoires nationaux et la gestion du fonds de technologie fédéral, par exemple) et la présentation de rapports de conformité vérifiés par des tiers. TCPL suit de près l'évolution de chacun de ces processus. Ces initiatives des gouvernements provinciaux, étatiques et fédéraux pourraient avoir des répercussions importantes pour l'industrie de l'énergie, et la société continue d'évaluer et de surveiller leurs incidences sur ses entreprises.

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2006 de TCPL. Les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TCPL est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2006.

Contrôles et procédures

Au 30 septembre 2007, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 30 septembre 2007.

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. En ce qui a trait à l'acquisition d'ANR réalisée en 2007, la société entend exclure ANR de l'évaluation des contrôles internes sur la présentation de l'information financière en fin d'exercice.

Principales conventions et estimations comptables

Étant donné que l'établissement de la valeur de certains actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, la préparation des états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement.

Les principales conventions et estimations comptables de TCPL 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 dérivés et la dotation à l'amortissement. Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles normes comptables se rapportant aux instruments financiers et aux couvertures. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2006 et les rapports aux actionnaires des premier et deuxième trimestres de 2007 de TCPL renferment des renseignements complémentaires sur les conventions et les estimations comptables.

Perspectives

Les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis l'information fournie dans le rapport annuel 2006 de TCPL, exception faite des rajustements d'impôts de 46 millions de dollars

constatés en 2007 et de l'incidence favorable du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada.

Le raffermissement du dollar canadien récemment par rapport au dollar américain devrait influencer négativement sur le résultat net découlant des établissements américains de TCPL dans le cadre des opérations de change. Cependant, une incidence positive devrait contrebalancer cette situation puisque la société a systématiquement recours à l'intérêt sur les titres de créance et les instruments dérivés libellés en dollars US pour gérer ce risque. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2006 de TCPL.

La cote d'émetteur accordée à TCPL Corporation par Moody's Investors Service (Moody's) est A3 avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A2 avec perspectives stables, et A- avec perspectives stables.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Oléoduc Keystone

Le 20 septembre 2007, l'ONÉ a approuvé la demande présentée dans le cadre du projet d'oléoduc Keystone en vue de construire et d'exploiter le tronçon canadien de l'oléoduc Keystone, y compris la conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada qui transportera à l'avenir du pétrole brut plutôt que du gaz naturel. L'ONÉ a également approuvé les méthodes de tarification et le tarif pour l'oléoduc Keystone. Keystone a de plus présenté des demandes aux organismes de réglementation fédéraux et étatiques américains.

TCPL a également l'intention de déposer auprès de l'ONÉ, en novembre 2007, une demande sollicitant l'approbation des installations de pompage supplémentaires requises pour faire passer la capacité nominale de l'oléoduc Keystone d'environ 435 000 barils par jour à 590 000 barils par jour. TCPL a conclu ou accordé conditionnellement des contrats totalisant environ 3,0 milliards de dollars US visant les principaux fournisseurs de matériaux et entrepreneurs en construction de pipelines. La société poursuit ses démarches pour mettre en place des ententes d'accès aux propriétés. En fonction de l'envergure et de la portée accrues du projet ainsi que des données les plus récentes au sujet des coûts des matériaux et de la main-d'œuvre, le coût en capital total du projet Keystone a été révisé à environ 5,2 milliards de dollars US. La société prévoit entreprendre les travaux de construction au printemps 2008.

North Baja

Le 2 octobre 2007, le pipeline North Baja de TCPL a obtenu de la FERC un certificat l'autorisant à élargir et à modifier son réseau actuel. Cette modification facilitera l'importation, après regazéification, de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance du Mexique et à destination des marchés de la Californie et de l'Arizona. Le projet sera réalisé en deux étapes. La première phase prévoit des révisions mineures au réseau pipelinier actuel afin de transporter le gaz importé à partir d'un terminal méthanier actuellement en construction au Mexique. Les installations aménagées au cours de cette phase devraient être achevées et mises en service au début de 2008. La deuxième phase devrait être mise en œuvre à la suite de l'accroissement de la capacité du terminal méthanier et exigera le

doublément d'une grande partie du pipeline en place. Les installations de la deuxième phase devraient entrer en exploitation en 2011 au plus tôt.

Réseau de l'Alberta

Le 11 juillet 2007, TCPL a demandé à l'Energy and Utilities Board (EUB) d'approuver des négociations au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta, ou de certaines de leurs composantes, dans le but de conclure un accord d'une durée pouvant aller jusqu'à trois ans, à partir du 1^{er} janvier 2008. Le 31 juillet 2007, l'EUB a approuvé la demande de TCPL, et cette dernière a entamé, en septembre 2007, des négociations avec les parties prenantes qui se poursuivent toujours. Parallèlement, la société se prépare à déposer, au quatrième trimestre de 2007, sa demande tarifaire générale de 2008 auprès de l'EUB.

En juillet 2007, l'EUB a approuvé une demande de construction de nouvelles installations pour le réseau de l'Alberta. D'un coût de 300 millions de dollars, elles permettront dans un premier temps de répondre à la demande croissante de gaz naturel dans la région de Fort McMurray en Alberta.

Appel de soumissions non exécutoires coordonné de TCPL

Le 10 octobre 2007, TCPL a annoncé un appel de soumissions non exécutoires pour les services de transport garanti sur le réseau principal au Canada. L'appel de soumissions, qui prend fin le 10 décembre 2007, a lieu parallèlement à d'autres appels de soumissions non exécutoires distincts offerts par ANR, Great Lakes et Portland. Ces appels de soumissions ont pour but de solliciter l'expression d'intérêt pour le transport de gaz entre les sources d'approvisionnements émergentes en Amérique du Nord, y compris le pipeline Rockies Express, les emplacements de stockage au Michigan et les marchés desservis par ces pipelines.

Installations de TQM à Cacouna

En août 2007, TQM a déposé auprès de l'ONÉ et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale un dossier d'information préliminaire sur la construction des installations requises pour relier le terminal méthanier proposé à Gros-Cacouna au réseau existant de TQM près de la ville de Québec. D'ici la fin de 2007, TCPL et TQM devraient présenter à l'ONÉ des demandes d'approbation pour la construction des installations requises pour relier le terminal méthanier proposé aux infrastructures existantes de TQM et du réseau principal au Canada.

Règlement de TQM et demandes tarifaires générales

Les négociations au sujet du règlement des besoins en produits de TQM pour 2007, qui ont commencé au cours de l'été 2006, n'ont pas jusqu'à maintenant abouti à une résolution fructueuse. La préparation des demandes tarifaires générales de 2007 et de 2008 se poursuit, et la société prévoit les déposer auprès de l'ONÉ en novembre 2007.

Palomar

Palomar, coentreprise à parts égales nouvellement créée par TCPL et Northwest Natural Gas Company (NW Natural), se propose de construire un pipeline qui aura comme point de départ le réseau principal de GTN dans le centre de l'Oregon et se raccordera au pipeline de NW Natural au sud-est de Portland, en Oregon. En août 2007, Palomar a amorcé le processus préalable au dépôt d'une demande auprès de la FERC. Ce processus prévoit des consultations avec les organismes étatiques et fédéraux américains

au sujet du tracé proposé pour le pipeline avant le dépôt en bonne et due forme d'une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques auprès de la FERC, ce qui est prévu pour le deuxième trimestre de 2008.

Énergie

Remise à neuf et redémarrage des installations de Bruce Power

Bruce Power et l'OEO ont modifié, le 29 août 2007, l'accord en vigueur pour Bruce A afin d'élargir la portée du projet de remise à neuf et de redémarrage de Bruce A en installant 480 nouveaux canaux de combustible dans le quatrième réacteur, ce qui prolongera de 2017 à 2036 le cycle d'exploitation prévu du réacteur de 750 MW. Le plan révisé prévoit un investissement supplémentaire de 1 milliard de dollars de la part de Bruce Power, pour un investissement total d'environ 5,25 milliards de dollars dans le cadre du programme de remise à neuf et de redémarrage. La part de TCPL devrait se situer à environ 2,6 milliards de dollars. Aux termes de l'accord révisé, l'OEO peut décider, avant le 1^{er} avril 2008, de mettre en œuvre un programme de redémarrage de trois réacteurs à certaines conditions. Ces conditions comprennent la détermination par l'OEO de l'existence d'une capacité de transport suffisante pour répondre à la production des huit réacteurs de Bruce d'ici le milieu de 2013.

Projet de Cartier énergie éolienne

En septembre 2007, Cartier énergie éolienne Inc. (Cartier) a obtenu des organismes environnementaux l'approbation de construire dans la région de Gaspé au Québec le parc éolien de Carleton proposé de 170 millions de dollars. Cette approbation permet à Cartier d'amorcer la construction lorsque tous les autres permis requis auront été obtenus. Le parc éolien de Carleton, d'une capacité de 109,5 MW, est le troisième projet aménagé à la suite du premier appel de soumissions d'Hydro-Québec pour la production d'énergie éolienne en 2004. Les projets de Cartier représentent un investissement supérieur à 1,1 milliard de dollars et une capacité de production d'électricité de 740 MW au Québec. TransCanada détient une participation de 62 % dans Cartier.

Au parc éolien de 100,5 MW à Anse-à-Valleau, les travaux de construction se poursuivent dans le respect du calendrier, et ils devraient être terminés d'ici décembre 2007.

Énergie Cacouna

Le 26 septembre 2007, Énergie Cacouna a annoncé que la date de mise en service prévue du terminal de regazéification sera reportée de 2010 à 2012. Ce retard est attribuable en partie à la nécessité d'évaluer les incidences possibles des conditions rattachées aux permis, d'examiner la conception de l'installation en raison de la flambée des coûts et de coordonner la mise en exploitation du terminal avec la construction du pipeline et la disponibilité des approvisionnements de GNL.

Projet éolien Kibby

En octobre 2007, l'audience de la Land Use Regulatory Commission s'est terminée dans l'État du Maine au sujet du projet éolien Kibby, qui prévoit l'aménagement d'un parc éolien près du mont Kibby et le long de la chaîne de montagnes du même nom dans la région des montagnes frontalières dans l'état du Maine. Le projet éolien Kibby comprend 44 éoliennes et pourrait produire environ 132 MW d'électricité. Sous réserve de l'approbation des organismes fédéraux et étatiques américains, l'aménagement des nouvelles installations pourrait commencer dès 2008.

Projet de polygénération de Belle Plaine

Le 5 octobre 2007, TCPL a annoncé que la société et le gouvernement de la Saskatchewan fourniront chacun jusqu'à concurrence de 26 millions de dollars pour la conception technique d'une installation de polygénération proposée à proximité de Belle Plaine en Saskatchewan. Cette installation, qui serait détenue et exploitée par TCPL, aurait recours au coke de pétrole comme charge d'alimentation afin de produire de l'hydrogène, de l'azote, de la vapeur et du dioxyde de carbone pour la production d'engrais et la récupération assistée du pétrole ainsi que pour la production d'environ 300 MW d'électricité. Le processus utilisé allierait les techniques de gazéification et de cogénération dans un grand complexe industriel à faible niveau d'émissions qui permettrait également le captage et la séquestration d'importants volumes de dioxyde de carbone.

Aux termes de l'accord conclu avec le gouvernement de la Saskatchewan, TCPL est tenue de rembourser le prêt de 26 millions de dollars consenti par le gouvernement de la Saskatchewan si le projet va de l'avant. Dans le cas contraire, le prêt n'a pas à être remboursé. La mise en exploitation du projet est prévue pour 2013.

Renseignements sur les actions

Au 30 septembre 2007, TCPL compte 525 191 392 actions ordinaires émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2007			2006				2005
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	2 210	2 212	2 249	2 091	1 850	1 685	1 894	1 771
Bénéfice net								
Activités poursuivies	320	254	263	268	293	244	244	349
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	28	-
	320	254	263	268	293	244	272	349
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base et dilué								
Activités poursuivies	0,60 \$	0,49 \$	0,50 \$	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,50 \$	0,72 \$
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	0,06	-
	0,60 \$	0,49 \$	0,50 \$	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,56 \$	0,72 \$

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

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Pour 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 résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

- Le résultat net du quatrième trimestre de 2005 comprend un gain de 115 millions de dollars après les impôts lié à la vente de P.T. Paiton Energy Company. De plus, compte tenu de la création de Bruce A, les résultats de Bruce Power ont été consolidés sur une base proportionnelle à partir du 31 octobre 2005.
- Le résultat net du premier trimestre de 2006 comprend un règlement de 18 millions de dollars après les impôts reçu dans le cadre de la faillite d'un ancien expéditeur sur le réseau de Gas Transmission Northwest. De plus, le résultat net du secteur de l'énergie comprend la contribution découlant de la CAE de Sheerness, d'une capacité de 756 MW, acquise le 31 décembre 2005.

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2006 comprend des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions de dollars pour le secteur du siège social) découlant de réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le résultat net du secteur des pipelines comprend un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de commandité détenue par la société dans Northern Border Partners, L.P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2006 tient compte d'une économie d'impôts de 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 résultat net de l'entreprise d'énergie comprend le résultat de la centrale de Bécancour entrée en exploitation le 17 septembre 2006.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2006 comprenait des remboursements d'impôts et des intérêts connexes d'un montant de 12 millions de dollars.
- Le résultat net du premier trimestre de 2007 comprenait des rajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars. De plus, le résultat net de l'entreprise de pipelines comprend la contribution découlant de l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes depuis le 22 février 2007. Le résultat net de l'entreprise d'énergie comprend le résultat de l'installation de gaz naturel d'Edson entrée en exploitation le 31 décembre 2006.
- Au deuxième trimestre de 2007, le résultat 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 rajustements d'impôts positifs découlant de modifications à la législation fiscale canadienne. Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.
- Le résultat 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.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits	2 210	1 850	6 671	5 429
Charges d'exploitation				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	739	593	2 232	1 696
Achats de produits de base revendus	476	382	1 579	1 224
Amortissement	298	264	888	787
	1 513	1 239	4 699	3 707
	697	611	1 972	1 722
Autres charges (produits)				
Charges financières	241	204	730	614
Charges financières des coentreprises	17	22	57	67
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(2)	(4)	(13)	(28)
Intérêts créditeurs et autres produits	(31)	(42)	(79)	(106)
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	–	–	(23)
	225	180	695	524
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	472	431	1 277	1 198
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	82	30	345	277
Futurs	50	75	27	71
	132	105	372	348
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	13	11	44	32
Autres	1	6	7	10
	14	17	51	42
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	326	309	854	808
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	–	–	–	28
Bénéfice net	326	309	854	836
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	320	303	837	819
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	320	303	837	791
Activités abandonnées	–	–	–	28
	320	303	837	819

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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	326	299	854	826
Amortissement	298	264	888	787
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation supérieure aux distributions reçues	(1)	(1)	(6)	(8)
Impôts futurs	50	75	27	71
Participations sans contrôle	14	17	51	42
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges	3	(2)	18	(17)
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P., déduction faite des impôts exigibles	–	–	–	(11)
Autres	7	9	35	26
	697	661	1 867	1 716
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	146	(43)	272	(136)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	843	618	2 139	1 580
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(364)	(372)	(1 056)	(1 002)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	2	–	(4 222)	(358)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	–	–	–	23
Montants reportés et autres	(126)	(47)	(256)	(62)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(488)	(419)	(5 534)	(1 399)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(189)	(162)	(538)	(478)
Avances de la société mère	(130)	3	588	14
Distributions versées aux participations sans contrôle	(17)	(10)	(51)	(30)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	413	4	156	(449)
Dette à long terme émise	5	–	1 456	1 250
Remboursement sur la dette à long terme	(64)	(4)	(859)	(352)
Dette à long terme émise par des coentreprises	12	14	122	38
Remboursement sur la dette à long terme des coentreprises	(20)	(27)	(139)	(48)
Billets subordonnés de rang inférieur émis	–	–	1 107	–
Titres privilégiés rachetés	(488)	–	(488)	–
Parts de société en nom collectif émises par une filiale	–	–	348	–
Actions ordinaires émises	64	–	1 588	–
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(414)	(182)	3 290	(55)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(16)	1	(46)	(8)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(75)	18	(151)	118
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	325	312	401	212
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	250	330	250	330
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	93	86	303	454
Intérêts payés	283	195	812	629

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés(non vérifié)
(en millions de dollars)**30 septembre
2007**31 décembre
2006**ACTIF****Actif à court terme**

Encaisse et placements à court terme

250

401

Débiteurs

1 008

1 001

Stocks

426

392

Autres

238

297

1 922

2 091

Placements à long terme**68**

71

Immobilisations corporelles**23 296**

21 487

Écart d'acquisition**2 517**

281

Autres actifs**2 022**

1 978

29 825

25 908

PASSIF ET CAPITAUX PROPRES**Passif à court terme**

Billets à payer

622

467

Créditeurs

2 395

1 582

Intérêts courus

288

264

Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme

706

616

Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme des coentreprises

27

142

4 038

3 071

Montants reportés**1 107**

1 029

Impôts futurs**1 266**

876

Dette à long terme**11 374**

10 887

Dette à long terme des coentreprises**880**

1 136

Billets subordonnés de rang inférieur**983**

-

Titres privilégiés**-**

536

19 648

17 535

Participations sans contrôle

Participation sans contrôle dans PipeLines LP

540

287

Autres

68

79

608

366

Capitaux propres

Actions privilégiées

389

389

Actions ordinaires

6 299

4 712

Surplus d'apport

280

277

Bénéfices non répartis

3 012

2 719

Cumul des autres éléments du résultat étendu

(411)

(90)

9 569

8 007

29 825

25 908

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	326	309	854	836
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(121)	–	(342)	(30)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	22	1	77	25
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	41	–	4	–
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⁾	16	–	36	–
Autres éléments du résultat étendu de la période	(42)	1	(225)	(5)
Résultat étendu de la période	284	310	629	831

(1) Déduction faite d'une charge fiscale de 39 millions de dollars et de 95 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 (charge fiscale de respectivement néant et 22 millions de dollars en 2006).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 12 millions de dollars et de 40 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 (charge fiscale de respectivement 1 million de dollars et 13 millions de dollars en 2006).

(3) Déduction faite d'une charge fiscale de 13 millions de dollars et de 3 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007.

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 14 millions de dollars et de 19 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	2007	2006
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	4 712	4 712
Produit de l'émission d'actions ordinaires	1 587	-
Solde à la fin de la période	6 299	4 712
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	277	275
Émission d'options sur actions	3	1
Solde à la fin de la période	280	276
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	2 719	2 267
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	4	
Bénéfice net	854	826
Dividendes sur les actions privilégiées	(17)	(17)
Dividendes sur les actions ordinaires	(548)	(469)
Solde à la fin de la période	3 012	2 607
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de la période	(90)	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	(96)	-
Autres éléments du résultat étendu	(225)	(5)
Solde à la fin de la période	(411)	(95)
Total des capitaux propres	9 569	7 889

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Rajustement de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2006	(90)	–	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers	–	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(342)	–	(342)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	77	–	77
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	–	4	4
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)}	–	36	36
Solde au 30 septembre 2007	(355)	(56)	(411)
Solde au 31 décembre 2005	(90)	–	(90)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(30)	–	(30)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	25	–	25
Solde au 30 septembre 2006	(95)	–	(95)

(1) Déduction faite d'une charge fiscale de 95 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 (charge fiscale de 22 millions de dollars en 2006).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 40 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 (charge fiscale de 13 millions de dollars en 2006).

(3) Déduction faite d'une charge fiscale de 3 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007.

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 19 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007.

(5) Au cours des 12 prochains mois, la société prévoit reclasser dans le bénéfice net un montant estimatif de 105 millions de dollars (71 millions de dollars après les impôts) au titre des pertes nettes déclarées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au titres des couvertures de flux de trésorerie.

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 2006, exception faite des changements indiqués ci-après. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de 2006 compris dans le rapport annuel 2006 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Pour 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, les produits ainsi que le résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis et des 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 résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

2. Modifications de conventions comptables

Modifications au deuxième trimestre de 2007

Stocks de gaz naturel exclusif et constatation des produits

Les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks » entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2008. La société a toutefois décidé d'adopter cette norme le 1^{er} avril 2007. Les rajustements aux états financiers consolidés de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de la nouvelle norme.

Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusifs de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusifs avant le 1^{er} avril 2007.

La société constate les résultats liés à ses stocks de gaz naturel exclusifs dans les produits, déduction faite des achats de produits de base revendus. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs sont constatées dans les stocks et les produits. Au 30 septembre 2007, des stocks de gaz naturel exclusifs totalisant 81 millions de dollars étaient inclus dans les stocks, qui comprenaient un montant de 25 millions de dollars lié aux variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les produits comprennent des pertes avant les impôts non réalisées liées à la variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 25 millions de dollars. Ces pertes sont essentiellement annulées par la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de stocks de gaz naturel exclusifs.

Modifications au premier trimestre de 2007

Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 1506 intitulé « Modifications comptables », du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3251 intitulé « Capitaux propres », du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du chapitre 3861 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». Les rajustements aux états financiers consolidés des neuf premiers mois de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de ces nouvelles normes.

Résultat étendu et capitaux propres

Les états financiers de la société comprennent des états consolidés du résultat étendu et du cumul des autres éléments du résultat étendu. En outre, tel que l'exige le chapitre 3251, la société présente désormais, dans l'état consolidé des capitaux propres, les variations pour chacune des composantes des capitaux propres, y compris le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Instruments financiers

Tous les instruments financiers sont constatés au bilan, et ils sont initialement comptabilisés à leur juste valeur. Tous les instruments dérivés autres que ceux qui sont admissibles aux exceptions visant les contrats d'achat et de vente ordinaires ou qui ne sont pas visés par l'application des PCGR sont inscrits au bilan à leur juste valeur. En général, les actifs financiers sont classés dans les catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances ou disponibles à la vente. En général, les passifs financiers sont classés soit comme détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers. L'évaluation et la classification dans les états financiers subséquentes des variations de la juste valeur sont déterminées en fonction de la classification des instruments.

Les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés et ils sont conclus dans le but de générer un profit. Un actif ou un passif financier qui ne respecte pas ce critère peut être désigné comme étant détenu à des fins de transaction. TCPL n'a désigné aucun actif ou passif financier comme étant détenu à des fins de transaction. Ces instruments financiers sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont incluses dans les produits. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La société ne détenait aucun instrument

financier de ce type au 30 septembre 2007. Les prêts et les créances comprennent principalement les comptes débiteurs et les prêts à des tiers à recevoir qui ne comportent pas d'intérêts et ils sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La catégorie « disponibles à la vente » comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Le bénéfice tiré de ces actifs est inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les autres passifs financiers qui ne sont pas classés comme étant détenus à des fins de transaction sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Charges financières et Charges financières des coentreprises. Selon le mode de comptabilisation des activités réglementées de la société, les gains ou les pertes découlant de variations de la juste valeur des instruments financiers faisant partie des activités réglementées sont inclus dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (contrat hôte) sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts, et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé intégré sont incluses dans les produits. La société a déterminé que la date de transition pour les instruments dérivés intégrés était le 1^{er} janvier 2003.

Les coûts de transaction sont les coûts différentiels directement attribuables à l'acquisition, à l'émission ou à la cession d'un instrument financier. Le 1^{er} janvier 2007, la société a commencé à porter les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe et à amortir ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Auparavant, la société amortissait les coûts selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des titres de créance. Cette modification de convention n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers de la société. Au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2007, le montant imputé au bénéfice net au titre de l'amortissement des coûts de transaction selon la méthode du taux d'intérêt effectif n'était pas significatif.

Couvertures

Le chapitre 3865 précise dans quelles circonstances la comptabilité de couverture est autorisée, comment procéder et où en constater les incidences. La nouvelle norme préconise trois types précis de relations de couverture : couvertures de la juste valeur, couvertures des flux de trésorerie et couvertures d'un investissement net dans des établissements étrangers autonomes.

Dans le cadre de la gestion de ses actifs et de ses passifs, la société a recours aux instruments dérivés pour les positions de couverture afin de réduire le risque de crédit et le risque de marché auxquels elle est exposée. La société désigne certains instruments dérivés en tant que couvertures, et elle prépare les documents requis au moment de l'entrée en vigueur du contrat de couverture. La société évalue, au moment de leur entrée en vigueur et durant la durée du contrat, les instruments dérivés utilisés en tant que couverture afin d'établir s'ils sont efficaces pour contrebalancer les risques liés aux valeurs ou aux flux de trésorerie de l'instrument financier couvert. Tous les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à leur juste valeur puis rajustés à leur juste valeur à la date de chaque bilan.

Les couvertures de juste valeur sont essentiellement des swaps de taux d'intérêt qui servent à atténuer l'incidence des variations de la juste valeur des instruments financiers à long terme et à taux fixe en raison des fluctuations des taux d'intérêt sur le marché. Les variations de la valeur des couvertures de la juste valeur et les opérations sous-jacentes correspondantes sont constatées dans

les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits respectivement pour les couvertures de taux d'intérêt et les couvertures de taux de change. Les gains ou les pertes découlant de l'absence d'efficacité sont immédiatement imputés aux résultats, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente.

La société a recours à des couvertures de flux de trésorerie pour les opérations prévues afin de réduire le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base. La partie efficace des variations de la valeur des couvertures de flux de trésorerie est constatée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute partie inefficace et les montants exclus des critères d'efficacité des couvertures sont imputés aux résultats, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Les gains ou les pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constatés dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a eu lieu ou lorsqu'il devient improbable qu'elle ait lieu. Les opérations de couverture de la variabilité des flux de trésorerie futurs de la société ont une durée maximale de six ans.

La société effectue des opérations de couverture du risque de change lié aux placements dans des établissements étrangers autonomes en ayant recours à certains swaps de devises, contrats de change à terme et options. Ces instruments financiers sont rajustés à leur juste valeur, et la partie efficace des gains ou des pertes liés à ces rajustements est incluse dans les autres éléments du résultat étendu. De plus, la société a recours, pour couvrir son placement net, à des titres de créance libellés en dollars US qui sont évalués aux taux de change en vigueur à la fin de la période. Les gains ou les pertes découlant des parties inefficaces de l'élément de couverture sont inclus dans les résultats. Les gains ou les pertes découlant de ces couvertures qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit son placement.

Incidence nette des modifications de conventions comptables

L'incidence nette, sur les états financiers de la société au 1^{er} janvier 2007, des modifications susmentionnées apportées aux conventions comptables s'établit comme suit.

Augmentations (diminutions)
(non vérifié)
(en millions de dollars)

Autres actifs à court terme	(127)
Autres actifs	(203)
Créditeurs	(29)
Montants reportés	(75)
Impôts futurs	(42)
Dette à long terme	(85)
Dette à long terme des coentreprises	(7)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(186)
Rajustement au titre du change	90
Bénéfices non répartis	4

Modifications comptables futures

Chapitre 1535 Informations à fournir concernant le capital

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007, le nouveau chapitre 1535 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Informations à fournir concernant le capital » exige la présentation d'informations qualitatives et quantitatives au sujet des objectifs, des politiques et des procédures de la société en ce qui a trait à la gestion du capital.

Total de l'actif

(non vérifié – en millions de dollars)

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Pipelines	22 101	18 320
Énergie	6 761	6 500
Siège social	963	1 088
	29 825	25 908

4. Acquisitions et cessions*ANR et Great Lakes*

En février 2007, TCPL a fait l'acquisition, auprès d'El Paso Corporation, de 100 % d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) ainsi que d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Au 30 septembre 2007, le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit.

Ventilation du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars US)

	ANR	Great Lakes	Total
Actif à court terme	251	4	255
Immobilisations corporelles	1 874	35	1 909
Autres actifs à long terme	83	–	83
Écart d'acquisition	1 776	35	1 811
Passif à court terme	(177)	(3)	(180)
Dette à long terme	(475)	(16)	(491)
Autres passifs à long terme	(447)	(22)	(469)
	2 885	33	2 918

Le prix d'achat a été provisoirement ventilé à l'aide de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. Puisque les droits d'ANR et de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques, il a été déterminé que les actifs nets réglementés, autres que le gaz détenu à des fins de vente, ont une juste valeur égale à leurs valeurs établies en fonction de la réglementation des tarifs.

L'écart d'acquisition sera évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération n'est pas amortissable aux fins de l'impôt.

Acquisition de Great Lakes par PipeLines LP

En février 2007, PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Au 30 septembre 2007, le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit.

Ventilation du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	42
Immobilisations corporelles	465
Autres actif à long terme	1
Écart d'acquisition	457
Passif à court terme	(23)
Dette à long terme	(209)
	<u>733</u>

Le prix d'achat a été provisoirement ventilé à l'aide de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. Puisque les droits de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques, il a été déterminé que les actifs nets réglementés ont une juste valeur égale à leurs valeurs établies en fonction de la réglementation des tarifs.

L'écart d'acquisition sera évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt.

PipeLines LP

En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part, dont 50 % des parts ont été achetés par TCPL au prix de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. À la suite de ces placements supplémentaires dans PipeLines LP, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 32,1 % le 22 février 2007. Au total, le placement privé et l'investissement supplémentaire de TCPL ont donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP; il a servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes.

5. Billets à payer et dette à long terme

Le 5 octobre 2007, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang (billets) d'un montant de 1,0 milliard de dollars US. Les billets échoient le 15 octobre 2037, et ils portent intérêt au taux de 6,20 %. Le taux d'intérêt effectif au moment de l'émission s'établissait à 6,30 %. Les billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007, qui permet l'émission de titres de créance pour un montant de 2,5 milliards de dollars US et qui remplace le prospectus préalable de titres de créance totalisant 1,5 milliard de dollars US, déposé en mars 2007. Avant le remplacement du prospectus, la société avait émis des titres de créance totalisant 1,0 milliard de dollars US aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en mars 2007.

En avril 2007, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur (billets subordonnés) d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échéant en 2067 et portant intérêt au taux de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sur les billets subordonnés sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres (TIOL) de trois mois, majoré de 221 points de base. Les billets subordonnés n'avaient pas été remboursés au 30 septembre 2007, et leur taux d'intérêt effectif s'établissait à 6,51 %. TCPL peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une ou plusieurs périodes à concurrence de dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés. Le cas échéant, la société ne serait pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés sont subordonnés aux titres de créance de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres de créance et obligations de TCPL. Les billets subordonnés sont remboursables au gré de TCPL en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du remboursement. À la survenance de certains événements, les billets subordonnés sont remboursables plus tôt au gré de TCPL, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement ou pour un montant déterminé par une formule conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

En avril 2007, Northern Border a mis en place une facilité de crédit bancaire de 250 millions de dollars US d'une durée de cinq ans. Une partie de la facilité bancaire a servi au refinancement de billets de premier rang de 150 millions de dollars US échus le 1^{er} mai 2007, le solde inutilisé pouvant servir au financement de l'exploitation courante de Northern Border.

En mars 2007, la société a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'émettre respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US. Au 30 septembre 2007, la société n'avait émis aucun billet à moyen terme conformément au prospectus déposé au Canada et elle avait remplacé le prospectus préalable déposé aux États-Unis en mars 2007 par le dépôt d'un nouveau prospectus préalable aux États-Unis qui lui permet d'émettre des titres de créance de 2,5 milliards de dollars US, ainsi qu'il est commenté ci-dessus.

En mars 2007, ANR Pipeline Company a retiré volontairement de la Bourse de New York l'inscription des débentures 9,625 % échéant en 2021, des débentures 7,375 % échéant en 2024 et des débentures 7,0 % échéant en 2025. À la suite de ces radiations de la cote, en date du 12 avril 2007, ANR Pipeline Company a radié ces titres de l'inscription auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

En février 2007, la société a mis en place une facilité de crédit consentie et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et prorogable de cinq ans de 300 millions de dollars US. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 22,5 points de base est imputé sur le solde impayé et des frais administratifs de 7,5 points de base sont prélevés sur la facilité totale. La société a tiré 1,0 milliard de dollars US sur cette facilité et 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR et investir des sommes supplémentaires dans PipeLines LP. Au 30 septembre 2007, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à 700 millions de dollars US, et la société avait remboursé celui de la marge de crédit à vue.

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la clôture de l'acquisition de Great

Lakes. Au 30 septembre 2007, la société avait prélevé 517 millions de dollars US aux termes de cette facilité. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 55 points de base est imputé sur l'emprunt à terme de premier rang et un taux d'intérêt variable fondé sur les TIOL de un mois majoré de 35 points de base est prélevé sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang. Des frais administratifs de 10 points de base sont imputés sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US. Le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 6,16 % au 30 septembre 2007.

6. Titres privilégiés

En juillet 2007, TCPL a racheté, à leur valeur nominale, tous les titres privilégiés 8,25 % d'un montant de 460 millions de dollars US en circulation échéant en 2047. Ce rachat a eu lieu en raison du règlement tarifaire quinquennal conclu pour le réseau principal au Canada et il a donné lieu à un gain de change qui sera transmis aux clients du réseau principal au Canada.

7. Capital-actions

Au troisième trimestre de 2007, TCPL a émis 1,7 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada Corporation (TransCanada) pour un produit d'environ 64 millions de dollars.

Au deuxième trimestre de 2007, TCPL a émis 1,3 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 52 millions de dollars.

En février et en mars 2007, TCPL a émis respectivement 34 210 526 et 4 515 914 actions ordinaires en faveur de TransCanada au prix de 38,00 \$ chacune. Le produit brut d'environ 1,5 milliard de dollars a servi à financer l'acquisition d'ANR et de Great Lakes.

8. Instruments financiers et gestion des risques

La juste valeur des instruments financiers autres que des dérivés au 30 septembre 2007 s'établit comme suit.

Information sommaire sur les instruments financiers autres que les dérivés ^{(1) (2)}

(non vérifié)

(en millions de dollars)

30 septembre 2007

	Juste valeur
Actifs financiers ⁽³⁾	
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽⁴⁾	255
Prêts et créances ⁽⁴⁾	1 172
Disponibles à la vente	16
	<u>1 443</u>
Passifs financiers ^{(5) (6)}	
Billets à payer	1 021
Fournisseurs et autres créditeurs	1 324
Dette à long terme	13 970
Autres passifs à long terme	65
	<u>16 380</u>

(1) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend un gain ou une perte non réalisé de néant au titre des rajustements de la juste valeur de ces instruments financiers.

(2) La valeur comptable est sensiblement la même que la juste valeur, exception faite des actifs financiers disponibles à la vente, dont la valeur comptable est égale à la juste valeur.

(3) Au 30 septembre 2007, l'actif à court terme au bilan consolidé englobe des actifs financiers de 960 millions de dollars compris dans les débiteurs et de 255 millions de dollars compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie. Le solde de ces actifs financiers est inclus dans les autres actifs.

(4) Comptabilisés au coût.

(5) Comptabilisés au coût après amortissement.

(6) Au 30 septembre 2007, le passif à court terme au bilan consolidé englobe des passifs financiers de 1 313 millions de dollars inscrits dans les créditeurs et de 1 021 millions de dollars inscrits dans les billets à payer. Des passifs financiers de 76 millions de dollars sont compris dans les montants reportés et de 13 970 millions de dollars sont inclus dans la dette à long terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit.

Information sommaire sur les instruments financiers dérivés ⁽¹⁾

(non vérifié)

(en millions de dollars)

30 septembre 2007

	Juste valeur
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction	
Instruments dérivés visant l'électricité – actifs ⁽²⁾	51
Instruments dérivés visant l'électricité – passifs ⁽²⁾	(44)
Instruments dérivés visant le gaz naturel – actifs ⁽³⁾	69
Instruments dérivés visant le gaz naturel – passifs ⁽³⁾	(29)
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – actifs ⁽⁴⁾	20
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – passifs ⁽⁴⁾	(7)
Instruments dérivés visant le change – actifs ⁽⁴⁾	4
Instruments dérivés visant le change – passifs ⁽⁴⁾	(83)
	<u>(19)</u>
Instruments financiers dérivés dans des relations de couverture ⁽⁵⁾	
Instruments dérivés visant l'électricité – actifs ⁽⁶⁾	129
Instruments dérivés visant l'électricité – passifs ⁽⁶⁾	(183)
Instruments dérivés visant le gaz naturel – actifs ⁽⁶⁾	28
Instruments dérivés visant le gaz naturel – passifs ⁽⁶⁾	(9)
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – actifs ⁽⁷⁾	–
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – passifs ⁽⁷⁾	(4)
Instruments dérivés visant le change – actifs ⁽⁷⁾	–
Instruments dérivés visant le change – passifs ⁽⁷⁾	(69)
	<u>(108)</u>
Total des instruments financiers dérivés	<u>(127)</u>

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés, exception faite des instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités réglementées de la société, qui sont comptabilisés à leurs valeurs réglementaires.

(2) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement un gain non réalisé de 4 millions de dollars et un gain non réalisé de 12 millions de dollars liés à la variation de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant l'électricité. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement un gain non réalisé de 2 millions de dollars et un gain non réalisé de 10 millions de dollars liés aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant l'électricité.

(3) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement un gain non réalisé de néant et un gain non réalisé de 7 millions de dollars liés à la variation de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant le gaz naturel. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement une perte réalisée de 23 millions de dollars et une perte réalisée de 39 millions de dollars liées aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant le gaz naturel.

(4) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement un gain non réalisé de 1 million de dollars et un gain non réalisé de 2 millions de dollars liés à la variation de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant les taux d'intérêt et le change. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement un gain réalisé de 15 millions de dollars et un gain réalisé de 39 millions de dollars liés aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant les taux d'intérêt et le change.

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées comme des couvertures de flux de trésorerie, sauf pour des instruments financiers dérivés de 1 million de dollars à l'égard des taux d'intérêt qui sont désignés comme couvertures de la juste valeur.

(6) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement un gain de 4 millions de dollars et un gain de 6 millions de dollars au titre de la variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie visant l'électricité et le gaz naturel qui n'étaient pas efficaces pour contrebalancer la variation de la juste valeur des opérations sous-jacentes. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement un gain réalisé de 50 millions de dollars et un gain réalisé de 45 millions de dollars au titre des couvertures de flux de trésorerie visant l'électricité. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement une perte réalisée de 10 millions de dollars et une perte réalisée de 7 millions de dollars au titre des couvertures de flux de trésorerie visant le gaz naturel.

(7) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend une perte de néant et une perte de 4 millions de dollars au titre de la variation de la juste valeur de couvertures de flux de trésorerie visant les taux d'intérêt et le change et de couvertures de la juste valeur qui n'étaient pas efficaces pour contrebalancer la variation de la juste valeur des opérations sous-jacentes. Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprend respectivement des gains réalisés de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars au titre des couvertures des flux de trésorerie visant les taux d'intérêt et les taux de change.

Gains et pertes non réalisés

Au 30 septembre 2007, des gains non réalisés sur les instruments financiers dérivés non réglés de 172 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont compris dans les autres actifs à court terme et de 129 millions de dollars (39 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont inclus dans les autres actifs. Au 30 septembre 2007, des pertes non réalisées de 189 millions de dollars (144 millions de dollars au 31 décembre 2006) et de 239 millions de dollars (158 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont incluses respectivement dans les créditeurs et dans les montants reportés.

Au 30 septembre 2007, des pertes non réalisées découlant des rajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs de 25 millions de dollars (néant au 31 décembre 2006) sont inclus dans les stocks.

Gestion des risques liés au prix de l'énergie, aux intérêts et au change

La société a recours à divers contrats pour atténuer le risque lié aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Ces contrats sont généralement constitués de ce qui suit.

- Contrats à terme - contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. La société a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer la volatilité respectivement des taux de change et des prix de l'électricité et du gaz.
- Swaps - contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer les fluctuations respectivement des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options - contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée soit à n'importe quel moment durant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer les fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Contrats visant le rendement thermique - contrats prévoyant des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier.

Risque lié au prix de l'énergie

La société est exposée aux fluctuations du prix de l'énergie dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel. Le principal risque survient du fait que les prix du marché pour les produits de base peuvent fluctuer négativement entre le moment où les prix d'achat ou de vente sont établis, ce qui peut amenuiser les marges prévues.

Pour gérer son exposition au risque lié au prix de l'énergie, la société, conformément à des politiques et procédures en matière de gestion des risques généraux, conclut des contrats de vente à moyen et à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour assurer qu'elle peut gérer l'ensemble de son portefeuille

d'actifs avec la souplesse nécessaire. À cette fin, la société a recours à des instruments tels que les contrats à terme, les swaps, les options et les contrats de rendement thermique.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que des opérations adossées d'achat et de vente de stocks de gaz naturel exclusifs. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel.

La société évalue sans cesse les contrats d'électricité et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer s'ils répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire (« exception relative aux contrats d'achats et de ventes ordinaires »). En outre, certains contrats ne sont pas visés par la portée du chapitre 3855 puisqu'ils sont traités comme des contrats à exécuter ou qu'ils répondent à d'autres critères d'exemption.

Risque lié aux stocks de gaz naturel

Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusifs de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusifs avant le 1^{er} avril 2007.

La société constate les résultats liés à ses stocks de gaz naturel exclusifs dans les produits, déduction faite des achats de produits de base revendus. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs sont constatées dans les stocks et les produits. Au 30 septembre 2007, des stocks de gaz naturel exclusifs totalisant 81 millions de dollars étaient inclus dans les stocks, qui comprenaient un montant de 25 millions de dollars lié aux modifications de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les produits comprennent les pertes avant les impôts non réalisées liées à la variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs qui s'établissaient respectivement à 2 millions de dollars et à 25 millions de dollars. Ces pertes sont essentiellement annulées par la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de stocks de gaz naturel.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que des opérations adossées d'achat et de vente de stocks de gaz naturel exclusifs. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel.

Risque de taux d'intérêt

La dette à long terme de la société est assortie d'un taux d'intérêt fixe et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les prix, et aussi d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ces risques, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt, de contrats à terme et d'options.

Investissement dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars US pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 septembre 2007, la société avait désigné des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 3,4 milliards de dollars (3,4 milliards de dollars US) et une juste valeur de 3,5 milliards de dollars (3,5 milliards de dollars US) en tant qu'une partie de cette couverture et des swaps, des contrats de change à terme et des options ayant une juste valeur de 81 millions de dollars (81 millions de dollars US) en tant que couvertures de son placement net.

Instruments dérivés faisant l'objet de couvertures de placements dans des établissements étrangers

Actif (passif) (en millions de dollars)	Au 30 septembre 2007		Au 31 décembre 2006	
	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)	74	350 US	58	400 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2007)	3	100 US	(7)	390 US
Options en dollars US (échéant en 2007)	4	100 US	(6)	500 US
	81	550 US	45	1 290 US

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

Justes valeurs

Les justes valeurs des instruments financiers sont déterminées par voie de référence au prix indiqué ou demandé, le cas échéant, dans les marchés actifs. En l'absence d'un marché actif, la société détermine la juste valeur en ayant recours à des techniques d'évaluation qui se fondent sur des données de marché observables ou des prix du marché estimatifs. Elles comprennent des comparaisons avec des instruments semblables en présence de prix du marché observables, des modèles d'établissement du prix des options et d'autres techniques d'évaluation utilisées couramment par les intervenants sur le marché. Les justes valeurs déterminées à l'aide des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses au sujet du montant et du moment des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation estimatifs. Pour cerner ces hypothèses, la société se fonde principalement sur des facteurs d'intrant facilement observables sur le marché, notamment les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de devise ainsi que la volatilité des prix et des taux, le cas échéant.

9. Impôts sur les bénéfices

La société évalue actuellement l'incidence de la loi mexicaine sur le taux d'imposition uniforme des sociétés qui a été promulguée le 1^{er} octobre 2007. La société prévoit que cette loi n'aura pas d'incidences importantes sur ses états financiers.

Au troisième trimestre de 2007, TCPL a constaté des économies d'impôts d'environ 15 millions de dollars à la suite de nouvelles cotisations de l'impôt sur les bénéfiques et des intérêts créditeurs connexes s'appliquant à des exercices antérieurs.

Au deuxième trimestre de 2007, TCPL avait constaté des économies d'impôts d'environ 16 millions de dollars à la suite des modifications à la Loi de l'impôt sur le revenu fédérale canadienne.

Au premier trimestre de 2007, TCPL avait comptabilisé des économies d'impôts sur les bénéfiques d'environ 10 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfiques ainsi que des économies d'impôts de 5 millions de dollars découlant d'une restructuration interne.

10. Engagements

TCPL a conclu des contrats totalisant près de 2,3 milliards de dollars pour l'achat de tuyaux et de fournitures pour la construction de l'oléoduc Keystone et d'autres projets pipeliniers.

11. 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 se présente comme suit.

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Coût des services rendus au cours de la période	11	10	–	1
Intérêts débiteurs	19	16	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(23)	(18)	–	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglemantée	–	–	–	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	7	6	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	–	–
Coût net constaté au titre des avantages	15	15	3	4

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Coût des services rendus au cours de la période	33	28	1	2
Intérêts débiteurs	54	49	5	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(62)	(53)	(1)	(2)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglemantée	–	–	1	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	19	20	2	2
Amortissement des coûts au titre des services passés	3	3	(1)	1
Coût net constaté au titre des avantages	47	47	7	11

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 : Shela Shapiro au 403-920-7859.

Site Internet de TCPL : www.transcanada.com