

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – TROISIÈME TRIMESTRE DE 2009

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 3 novembre 2009, 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 2009. 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 2008 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. 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. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2008 de TCPL.

Informations prospectives

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TCPL de l'information sur TCPL et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TCPL et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales et de la performance financière anticipés de TCPL et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers, des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les résultats ou les événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des pipelines et des actifs énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les décisions des organismes de réglementation et processus réglementaires, 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, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, 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, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent communiqué ou autrement, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TCPL utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action ordinaire », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (« BAI »), « BAI comparable » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies prescrites dans les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TCPL a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TCPL, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le BAIIA est une mesure approximative des flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts de la société. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, des participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAI est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, des participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées.

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

comparable par action ordinaire est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour la période visée.

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

Présentation de l'information financière

Le 1^{er} janvier 2009, TCPL a révisé la présentation de l'information figurant dans les tableaux du présent rapport de gestion afin de mieux refléter la structure opérationnelle et financière de la société. Les sommaires des résultats des secteurs des pipelines et de l'énergie sont présentés géographiquement en séparant les tranches canadienne et américaine de chaque secteur. La société croit que cette nouvelle présentation décrit plus clairement la performance financière de ses entités commerciales. La nouvelle présentation fait état du BAIIA et du BAII puisque la société croit que ces mesures rehaussent la transparence de l'information et fournissent des renseignements plus utiles en ce qui a trait à la performance des actifs individuels de la société. Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de ces modifications. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé déclaré revenant aux actionnaires ordinaires.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAII comparable et du BAII avec le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires

Trimestres terminés les 30 septembre
(non vérifié) (en millions de dollars)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
BAIIA comparable⁽¹⁾	730	723	292	366	(28)	(23)	994	1 066
Amortissement	(255)	(254)	(88)	(64)	-	-	(343)	(318)
BAII comparable⁽¹⁾	475	469	204	302	(28)	(23)	651	748
Poste particulier :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel	-	-	14	(2)	-	-	14	(2)
BAII⁽¹⁾	475	469	218	300	(28)	(23)	665	746
Intérêts débiteurs							(228)	(217)
Charges financières des coentreprises							(17)	(18)
Intérêts créditeurs et autres produits							41	16
Impôts sur les bénéfices							(101)	(126)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(23)	(18)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							337	383
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel							(10)	2
Nouvelle cotation de l'impôt et ajustements							-	(26)
Résultat comparable⁽¹⁾							327	359

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable, le BAII et le résultat comparable.

Périodes de neuf mois terminées
les 30 septembre

(non vérifié) (en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
BAIIA comparable⁽¹⁾	2 348	2 239	883	913	(89)	(71)	3 142	3 081
Amortissement	(773)	(765)	(261)	(178)	-	-	(1 034)	(943)
BAII comparable⁽¹⁾	1 575	1 474	622	735	(89)	(71)	2 108	2 138
Postes particuliers :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel	-	-	(6)	(7)	-	-	(6)	(7)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	279	-	-	-	-	-	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	17	-	-	-	-	-	17
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)	-	-	-	(41)
BAII⁽¹⁾	1 575	1 770	616	687	(89)	(71)	2 102	2 386
Intérêts débiteurs							(793)	(632)
Charges financières des coentreprises							(47)	(51)
Intérêts créditeurs et autres produits							97	47
Impôts sur les bénéfices							(310)	(498)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(71)	(106)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							978	1 146
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel							4	6
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine							-	(152)
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN							-	(10)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater							-	27
Nouvelle cotisation de l'impôt et ajustements							-	(26)
Résultat comparable⁽¹⁾							982	991

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable, le BAII et le résultat comparable.

Au troisième trimestre de 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de TCPL s'est chiffré à 337 millions de dollars, comparativement à 383 millions de dollars au troisième trimestre de 2008. Cette diminution de 46 millions de dollars du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires s'explique par les facteurs énoncés ci-après :

- la progression du BAII du secteur des pipelines, qui s'explique surtout par l'accroissement du résultat du réseau de l'Alberta à la suite d'un règlement approuvé en décembre 2008, de l'incidence positive du dollar américain plus fort sur le pipelines aux États-Unis et des plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada;
- le recul du BAII du secteur de l'énergie en raison surtout de la baisse des prix de l'électricité aux installations énergétiques de l'Ouest et de la réduction des volumes des installations énergétiques de l'Ouest, des installations en Nouvelle-Angleterre et de Bruce Power; ces diminutions ont été en partie annulées par l'accroissement de 16 millions de dollars, d'un exercice à l'autre, de l'ajustement de la juste valeur avant les impôts des stocks et des contrats à terme de gaz naturel ainsi que par le relèvement du résultat découlant de l'acquisition de Ravenswood et par la mise en service du Portlands Energy Centre et du parc éolien de Carleton; le BAII du secteur de l'énergie tient compte également de l'apport supérieur de l'entreprise de stockage de gaz naturel grâce au relèvement des produits tirés du stockage de tiers;

- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres produits par suite des gains accrus sous l'impulsion des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change ainsi que l'incidence positive du raffermissement du dollar américain;
- la charge fiscale moins élevée, surtout parce que le résultat a diminué, les différences entre les taux d'imposition ont été plus marquées et d'autres ajustements favorables d'impôts ont eu lieu.

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2009 s'est établi à 327 millions de dollars, comparativement à 359 millions de dollars pour la même période en 2008. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2009 et de 2008 ne tient pas compte des gains non réalisés nets de respectivement 10 millions de dollars après les impôts (14 millions de dollars avant les impôts) et pertes non réalisées nettes de 2 millions de dollars après les impôts (2 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le résultat comparable en 2008 excluait de plus des ajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 26 millions de dollars.

Sur une base consolidée, l'incidence d'un dollar américain plus vigoureux pour le BAII des installations des secteurs des pipelines et de l'énergie qui se trouvent en sol américain est annulée en grande partie par l'incidence sur les intérêts débiteurs en dollars américains et sur les autres postes de l'état des résultats. Le risque net qui en découle est néanmoins géré au moyen d'instruments dérivés, ce qui réduit par le fait même l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Le taux de change moyen du dollar américain pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 était respectivement de 1,10 et de 1,17 (1,04 et 1,02 pour les périodes respectives en 2008).

Pour les neuf premiers mois de 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de TCPL s'est chiffré à 978 millions de dollars, comparativement à 1,1 milliard de dollars pour la même période en 2008. Le recul de 168 millions de dollars du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires s'explique par les facteurs énoncés ci-après :

- le BAII réduit du secteur des pipelines, en raison avant tout des gains de 152 millions de dollars après les impôts (279 millions de dollars avant les impôts) sur la vente des actions reçues de GTN et de Portland dans le cadre des règlements à la suite de la faillite de Calpine et du produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) reçu au premier trimestre de 2008 en règlement d'une action en justice mettant en cause GTN; les répercussions sur le secteur des pipelines ont été partiellement atténuées par l'incidence positive d'un dollar américain plus vigoureux en 2009 sur les installations du secteur des pipelines qui se trouvent en sol américain;
- le BAII inférieur du secteur de l'énergie, compte tenu surtout du recul des prix de l'électricité aux installations énergétiques de l'Ouest et de l'érosion des volumes des installations énergétiques de l'Ouest et des installations en Nouvelle-Angleterre; ces réductions ont été en partie annulées par l'accroissement des prix réalisés par Bruce Power, par l'augmentation du résultat à la suite de la mise en service du Portlands Energy Centre et du parc éolien de Carleton ainsi que par l'incidence favorable du raffermissement du dollar américain sur les installations de ce secteur aux États-Unis; le BAII tient compte également de la radiation de coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés au titre du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater au premier trimestre de 2008;

- les pertes accrues du BAI du secteur du siège social découlant de l'augmentation des coûts des services de soutien en raison de l'accroissement des actifs;
- l'augmentation des intérêts débiteurs compte tenu de l'émission de titres d'emprunt en 2008 et au premier trimestre de 2009 et de l'incidence négative du raffermissement du dollar américain, contrebalancée en partie par la hausse des intérêts capitalisés liés à Keystone et d'autres projets d'investissement;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres produits par suite des gains accrus découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et de l'impulsion positive du raffermissement du dollar américain;
- la réduction de la charge fiscale dans le contexte d'un résultat inférieur et de différences plus accentuées entre les taux d'imposition en 2009;
- la diminution des participations sans contrôle en raison de la part revenant à Portland des règlements touchés dans le cadre de la faillite de Calpine constatée en 2008.

Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2009 s'est établi à 982 millions de dollars, comparativement à 991 millions de dollars pour la même période en 2008. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2009 et de 2008 ne tenait pas compte des pertes non réalisées nettes de respectivement 4 millions de dollars après les impôts (6 millions de dollars avant les impôts) et de 6 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, le résultat comparable des neuf premiers mois de 2008 excluait le gain de 152 millions de dollars après les impôts touché en règlement de la faillite de Calpine, le gain de 10 millions de dollars après les impôts reçu en règlement d'une action en justice mettant en cause GTN, la radiation de coûts de 27 millions de dollars après les impôts au titre du projet de GNL de Broadwater et les ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices de 26 millions de dollars.

Les résultats de chaque secteur pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Le secteur des pipelines a produit un BAI comparable de 475 millions de dollars et de 1,6 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, comparativement à 469 millions de dollars et à 1,5 milliard de dollars pour les périodes correspondantes de 2008.

Le BAI comparable des neuf premiers mois de 2008 ne tenait pas compte des gains de 279 millions de dollars réalisés par GTN et par Portland en règlement de la faillite de Calpine ni du gain de 17 millions de dollars reçu en règlement à l'issue de la poursuite par GTN d'un fournisseur de logiciel.

Résultats du secteur des pipelines

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Pipelines au Canada				
Réseau principal au Canada	279	268	851	841
Réseau de l'Alberta	190	182	535	540
Foothills	32	33	100	102
Autres (TQM, Ventures LP)	13	13	44	39
BAIIA comparable des pipelines au Canada⁽¹⁾	514	496	1 530	1 522
Pipelines aux États-Unis				
ANR	57	74	263	248
GTN ⁽²⁾	42	48	152	146
Great Lakes	31	28	108	93
Iroquois	18	15	62	42
PipeLines LP ⁽³⁾	24	13	64	47
Portland ⁽⁴⁾	2	4	18	18
International (Tamazunchale, TransGas, INNERGY/Gas Pacifico)	18	10	46	32
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁵⁾	(11)	(4)	(17)	(14)
Participations sans contrôle ⁽⁶⁾	45	40	148	133
BAIIA comparable des pipelines aux États-Unis⁽¹⁾	226	228	844	745
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(10)	(1)	(26)	(28)
BAIIA comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	730	723	2 348	2 239
Amortissement	(255)	(254)	(773)	(765)
BAII comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	475	469	1 575	1 474
Postes particuliers :				
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ⁽⁷⁾	-	-	-	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	-	17
BAII du secteur des pipelines⁽¹⁾	475	469	1 575	1 770

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable et le BAII.

(2) Les résultats de GTN tiennent compte de North Baja jusqu'au 30 juin 2009.

(3) Le 1^{er} juillet 2009, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 42,6 %. Par conséquent, les résultats de PipeLines LP comprennent la participation supplémentaire de 10,5 % de TCPL dans PipeLines LP, et la participation effective de TCPL dans North Baja est de 42,6 % depuis le 1^{er} juillet 2009.

(4) Les résultats de Portland tiennent compte de la participation de 61,7 % de TCPL.

(5) Représentent certains coûts liés au soutien des pipelines de la société au Canada et aux États-Unis.

(6) Les participations sans contrôle tiennent compte des montants relatifs à PipeLines LP et à Portland dont TCPL n'est pas redevable.

(7) À la suite des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine dont la valeur initiale était respectivement de 154 millions de dollars et de 103 millions de dollars. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain supplémentaire de 22 millions de dollars.

Bénéfice net des pipelines détenus en propriété exclusive au Canada

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Réseau principal au Canada	68	66	201	204
Réseau de l'Alberta	44	32	123	97
Foothills	6	6	18	19

Pipelines au Canada

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, le bénéfice net du réseau principal au Canada a, respectivement, progressé de 2 millions de dollars et régressé de 3 millions de dollars pour se situer à 68 millions de dollars et 201 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes respectives en 2008. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2009 reflète les économies réalisées au chapitre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, partiellement neutralisées par la diminution de la base tarifaire moyenne et la baisse du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, déterminé par l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), qui est passé de 8,71 % en 2008 à 8,57 % en 2009. Le bénéfice net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 a été moins élevé puisque les économies réalisées au chapitre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été plus qu'annulées par le recul de la base tarifaire moyenne et du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, le BAIIA du réseau principal au Canada s'est établi à respectivement 279 millions de dollars et 851 millions de dollars, soit 11 millions de dollars et 10 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour les périodes correspondantes respectives en 2008. Cette progression est principalement attribuable à l'augmentation des produits à la suite du recouvrement de montants supérieurs au titre de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice approuvés dans les droits de 2009 et aux plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. La hausse des produits est en partie annulée par le rendement général inférieur de la base tarifaire moyenne réduite.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 44 millions de dollars au troisième trimestre de 2009 et à 123 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2009, comparativement à 32 millions de dollars et à 97 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2008. Le résultat en 2009 reflète l'effet du règlement pour 2008-2009 approuvé par l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») en décembre 2008 et l'incidence de l'augmentation de la base tarifaire moyenne par rapport à 2008 en raison de l'expansion du réseau de l'Albera pour répondre aux besoins des clients.

Le réseau de l'Alberta a produit un BAIIA de 190 millions de dollars au troisième trimestre de 2009 et de 535 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2009, comparativement à 182 millions de dollars et à 540 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2008. Le BAIIA du troisième trimestre tient compte des augmentations découlant des produits et du résultat plus élevés du fait du règlement à la suite du recouvrement de charges financières supérieures. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, ces augmentations ont été plus que contrées par le recul des produits découlant du recouvrement de montants inférieurs au titre de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice approuvés dans le règlement.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, le BAIIA des autres pipelines au Canada s'est chiffré respectivement à 13 millions de dollars et à 44 millions de dollars, alors qu'il avait été de 13 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2008. La hausse constatée pour la période de neuf mois provient avant tout de la décision rendue par l'ONÉ en février 2009 relativement au coût du capital de TQM pour 2007 et 2008.

Pipelines aux États-Unis

Le BAIIA d'ANR s'est chiffré, respectivement, à 57 millions de dollars et à 263 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, comparativement à 74 millions de dollars et à 248 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2008. Le recul du BAIIA au troisième trimestre de 2009 s'explique surtout par la baisse des produits du fait de l'utilisation réduite, de la diminution des ventes de gaz naturel et de condensats connexes et de l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulé en partie par l'incidence favorable du raffermissement du dollar américain. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la hausse du BAIIA s'explique avant tout par l'incidence favorable du raffermissement du dollar américain et de l'accroissement des produits, contrée en partie par le recul des ventes de gaz naturel et de condensats connexes et la progression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le BAIIA de GTN a régressé de 6 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 septembre 2009 contre la même période en 2008, et ce, principalement en raison de la vente de North Baja à PipeLines LP le 1^{er} juillet 2009. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, le BAIIA de GTN s'est accru de 6 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2008, compte tenu avant tout de l'incidence favorable du raffermissement du dollar américain, hausse amenuisée par la vente de North Baja en 2009.

Le BAIIA pour le reste des pipelines aux États-Unis, à respectivement 127 millions de dollars et 429 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, se compare à 106 millions de dollars et à 351 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2008. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'incidence positive du raffermissement du dollar américain en 2009, à l'accroissement des produits de Gas Pacifico découlant d'une nouvelle entente de transport, à la hausse de la participation de TCPL dans PipeLines LP et à l'acquisition de North Baja par PipeLines LP, atténuée en partie par les charges engagées pour la restructuration des opérations pipelinières aux États-Unis. L'augmentation pour la période de neuf mois visée comprenait également les produits à court terme générés par Iroquois.

Données sur l'exploitation

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Foothills		ANR ⁽³⁾		Réseau de GTN ⁽³⁾	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	6 549	7 065	4 724	4 322	711	755	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	1 561	1 635	2 652	2 833	901	955	1 199	1 219	578	595
Moyenne quotidienne	5,7	6,0	9,7	10,3	3,3	3,5	4,4	4,5	2,1	2,2

- (1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada en 2009 et en 2008 tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Les volumes de livraison antérieurs au troisième trimestre de 2009 tiennent compte des livraisons contractuelles, cependant, les habitudes contractuelles des clients ont évolué au cours des dernières années de sorte que les livraisons effectuées permettent de mieux mesurer l'utilisation du système. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, les réceptions du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan ont totalisé 1 234 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (1 460 Gpi³ en 2008) pour une moyenne quotidienne de 4,5 Gpi³ (5,3 Gpi³ en 2008).
- (2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 2 734 Gpi³ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 (2 908 Gpi³ en 2008) pour une moyenne quotidienne de 10,0 Gpi³ (10,6 Gpi³ en 2008).
- (3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR et du réseau de GTN puisque ces réseaux sont exploités conformément à des modèles à tarification fixe approuvés par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Coûts de projet capitalisés

Au 30 septembre 2009, les autres actifs comprenaient des montants de 212 millions de dollars relativement aux coûts capitalisés pour le projet d'expansion du réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à la côte du golfe du Mexique.

Au 30 septembre 2009, TCPL avait consenti des avances de 142 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group (« APG ») relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Le calendrier de réalisation du projet demeure toutefois incertain. Les discussions entre le groupe faisant partie de la coentreprise et le gouvernement du Canada se poursuivent. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour ce projet. Pour TCPL, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie au troisième trimestre de 2009, à 204 millions de dollars, se compare aux 302 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2008. Il ne tient pas compte de gains non réalisés nets de 14 millions de dollars ni de pertes non réalisées nettes de 2 millions de dollars inscrits respectivement au troisième trimestre de 2009 et 2008 et découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Le BAII comparable du secteur de l'énergie pour les neuf premiers mois de 2009 s'est élevé à 622 millions de dollars, comparativement à 735 millions de dollars pour la période de neuf mois

correspondante de 2008. Il ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de respectivement 6 millions de dollars et 7 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2009 et de 2008 découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. De plus, le BAII comparable en 2008 excluait la radiation de coûts de 41 millions de dollars qui avaient été capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater.

Résultats du secteur de l'énergie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	66	145	218	382
Installations énergétiques de l'Est	52	35	164	104
Bruce Power	81	102	282	205
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(12)	(28)	(28)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽¹⁾	190	270	636	663
Installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾				
Installations énergétiques du Nord-Est	80	85	198	209
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(9)	(35)	(28)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾	68	76	163	181
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	47	35	122	114
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(4)	(7)	(10)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽¹⁾	45	31	115	104
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(11)	(11)	(31)	(35)
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾	292	366	883	913
Amortissement	(88)	(64)	(261)	(178)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾	204	302	622	735
Postes particuliers :				
Ajustements de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel	14	(2)	(6)	(7)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)
BAII du secteur de l'énergie⁽¹⁾	218	300	616	687

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable et le BAII.

(2) Comprend Ravenswood depuis août 2008.

BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾⁽²⁾

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	196	264	585	842
Installations énergétiques de l'Est	69	48	209	148
Autres ⁽³⁾	32	56	122	108
	297	368	916	1 098
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(120)	(114)	(327)	(380)
Installations énergétiques de l'Est	-	-	-	(2)
Autres ⁽⁴⁾	(17)	(13)	(80)	(47)
	(137)	(127)	(407)	(429)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(42)	(60)	(129)	(183)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(12)	(28)	(28)
Autres (charges) produits	-	(1)	2	-
BAIIA comparable⁽²⁾	109	168	354	458

(1) Comprend la centrale de Portlands Energy et le parc éolien de Carleton depuis respectivement avril 2009 et novembre 2008.

(2) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA.

(3) Comprend les ventes de gaz naturel, de soufre et de noir de carbone thermique.

(4) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	541	598	1 718	1 733
Installations énergétiques de l'Est	305	225	1 081	737
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 560	2 949	7 725	9 143
Autres achats	113	252	420	789
	3 519	4 024	10 944	12 402
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 514	2 686	7 164	8 579
Installations énergétiques de l'Est	307	297	1 117	899
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	698	1 041	2 663	2 924
	3 519	4 024	10 944	12 402
Capacité disponible des centrales				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	90 %	92 %	92 %	87 %
Installations énergétiques de l'Est	97 %	98 %	97 %	97 %

(1) Comprend la centrale de Portlands Energy et le parc éolien de Carleton depuis respectivement avril 2009 et novembre 2008.

(2) Exclut les installations qui fournissent de l'électricité à TCPL aux termes de CAE.

Au troisième trimestre de 2009, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest a été de 66 millions de dollars, soit 79 millions de dollars de moins que les 145 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2008. Cette baisse provient surtout de la diminution du résultat enregistré par le portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu du fléchissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble sur les moindres volumes d'électricité vendus. En outre, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest au troisième trimestre de 2008 comprenait un montant de 17 millions de dollars se rapportant aux ventes de soufre.

Entre la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 et celle terminée le 30 septembre 2009, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest a reculé de 164 millions de dollars passant de 382 millions de dollars à 218 millions de dollars, principalement en raison des prix de l'électricité inférieurs réalisés dans leur ensemble sur les moindres volumes d'électricité vendus, mais cette baisse a été annulée en partie par la diminution des coûts par mégawatt-heure (« MWh ») aux termes des conventions d'achat d'électricité (« CAE »). En outre, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 comprenait un montant de 17 millions de dollars se rapportant aux ventes de soufre.

Le fléchissement des prix réalisés dans leur ensemble ainsi que la baisse des volumes des ventes ont donné lieu au recul de 68 millions de dollars et de 257 millions de dollars des produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest pour respectivement le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 par rapport aux périodes correspondantes de 2008. Les moindres volumes des ventes s'expliquent par la réduction du taux de répartition aux termes des CAE de l'Alberta pendant les périodes de contraction de la demande.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un BAIIA de 52 millions de dollars et de 164 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, soit une hausse de respectivement 17 millions de dollars et 60 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2008. Ces accroissements proviennent avant tout du résultat supplémentaire du Portlands Energy Centre et du parc éolien de Carleton de Cartier énergie éolienne qui sont entrés en service respectivement en avril 2009 et en novembre 2008, ainsi que de l'accroissement des produits tirés de contrats de la centrale de Bécancour.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est, se sont accrus de 21 millions de dollars et de 61 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, en raison avant tout des revenus supplémentaires générés par la centrale Portlands Energy et le parc éolien de Carleton.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, les autres produits et les autres achats de produits de base revendus de respectivement 122 millions de dollars et 80 millions de dollars se sont accrus comparativement aux chiffres de la même période en 2008 puisque la quantité de gaz naturel revendu par les installations de l'Est a augmenté au premier trimestre de 2009.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont respectivement établis à 42 millions de dollars et à 129 millions de dollars, montants inférieurs à ceux des périodes correspondantes de 2008 qui s'expliquent avant tout par le recul des prix du gaz naturel aux installations énergétiques de l'Ouest.

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 78 % des volumes des ventes d'électricité des installations de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au troisième trimestre de 2009, comparativement à 72 % au troisième trimestre de 2008. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, en date du 30 septembre 2009, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 3 200 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2009 et 9 200 GWh d'électricité en 2010.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à long terme. Par conséquent, la totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été aux termes de contrats au troisième trimestre de 2009 et de 2008 et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats pour le reste de 2009 et en 2010.

Résultats de Bruce Power**(Quote-part de TCPL)***(non vérifié)**(en millions de dollars,**à moins d'indication contraire)*

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits ⁽¹⁾⁽²⁾	224	227	685	603
Charges d'exploitation ⁽²⁾	(143)	(125)	(403)	(398)
BAIIA comparable⁽³⁾	81	102	282	205
BAIIA comparable de Bruce A⁽³⁾	(11)	22	77	79
BAIIA comparable de Bruce B⁽³⁾	92	80	205	126
BAIIA comparable⁽³⁾	81	102	282	205
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	71 %	85 %	89 %	88 %
Bruce B	97 %	94 %	90 %	82 %
Capacité cumulée de Bruce Power	89 %	92 %	90 %	85 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus				
Bruce A	46	12	46	45
Bruce B	-	-	45	100
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus				
Bruce A	3	8	8	10
Bruce B	3	12	44	60
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 099	1 356	4 157	4 182
Bruce B	1 950	2 153	5 751	5 581
	3 049	3 509	9 908	9 763
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	64 \$	63 \$	64 \$	62 \$
Produits de Bruce B	66 \$	59 \$	64 \$	57 \$
Produits cumulés de Bruce Power	66 \$	60 \$	64 \$	59 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant	49 %	33 %	42 %	37 %

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 7 millions de dollars et de 28 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (5 millions de dollars et 32 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008). Ils comprennent également des gains de 2 millions de dollars et de 4 millions de dollars attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (gain de 5 millions de dollars et perte de 1 million de dollars pour les périodes respectives en 2008).

(2) Comprend des ajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(3) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a diminué de 21 millions de dollars pour s'établir à 81 millions de dollars au troisième trimestre de 2009, par rapport à la période correspondante de 2008, baisse principalement attribuable aux frais d'exploitation supérieurs ainsi qu'à la production réduite puisque les jours d'arrêt d'exploitation ont été plus nombreux.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A a reculé de 33 millions de dollars pour afficher une perte de 11 millions de dollars au troisième trimestre de 2009 comparativement au bénéfice de 22 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2008, baisse qui s'explique par

l'amointrissement des volumes et l'augmentation des frais d'exploitation puisque deux arrêts d'exploitation ont été reportés de mars 2009 à septembre 2009, ce qui a fait augmenter les jours d'arrêt d'exploitation. La capacité disponible de Bruce A au troisième trimestre de 2009 s'est établie à 71 % en raison de 49 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 85 % et à 20 jours d'arrêts d'exploitation pendant la même période en 2008.

Par rapport à la période correspondante de 2008, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B a augmenté de 12 millions de dollars pour s'établir à 92 millions de dollars au troisième trimestre de 2009, augmentation s'expliquant surtout par les prix supérieurs réalisés compte tenu des paiements reçus aux termes du mécanisme de prix plancher prévu au contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »).

En 2008, Bruce B n'avait constaté dans les produits aucun des paiements de soutien aux termes du mécanisme de prix plancher puisque le prix moyen annuel sur le marché au comptant était supérieur au prix plancher moyen. Les montants reçus au cours d'une année conformément au mécanisme de prix plancher doivent être remboursés si les prix sur le marché au comptant pour le reste de l'année visée sont supérieurs au prix plancher. TCPL prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2009 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits pour les neuf premiers mois de 2009 ne devrait être remboursable.

Par rapport à la période correspondante de 2008, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a progressé de 77 millions de dollars pour se chiffrer à 282 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 en raison des prix supérieurs réalisés compte tenu de la constatation des paiements reçus aux termes du mécanisme de prix plancher ainsi que de la production plus élevée, des paiements au titre de la production réputée au troisième trimestre de 2009 et de la baisse des frais d'exploitation par MWh puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power pendant le troisième trimestre de 2009 a diminué pour s'établir à 3 049 GWh alors qu'elle avait été de 3 509 GWh au troisième trimestre de 2008. Cependant, Bruce Power a touché des paiements au titre de la production réputée aux prix contractuels de l'OEO pour les périodes de production de base excédentaire lorsque la production des réacteurs a été réduite en raison des compressions de production exigées par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. Si l'on tient compte de la production réputée, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 89 % au troisième trimestre de 2009, comparativement à 92 % au troisième trimestre de 2008. Un arrêt d'exploitation à des fins d'entretien d'environ six semaines du réacteur 4 de Bruce A et d'environ un mois du réacteur 3 de Bruce A ont été reportés de mars 2009 à septembre 2009. À l'heure actuelle, les prévisions laissent entrevoir que le pourcentage de capacité disponible dans son ensemble en 2009 sera supérieur à 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et légèrement supérieure à 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du troisième trimestre de 2009 a été vendue au prix fixe de 64,45 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 63,00 \$ le MWh au troisième trimestre de 2008. Toute la production des réacteurs 5 à 8 de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 48,76 \$ le MWh au troisième trimestre de 2009 et de 47,66 \$ le MWh au troisième trimestre de 2008. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Au 30 septembre 2009, Bruce B avait vendu à terme environ 1 000 GWh et 2 700 GWh, représentant la quote-part de TCPL respectivement pour le reste de 2009 et pour 2010. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu la plupart de ces contrats de vente à prix fixe entre 2006 et 2008 lorsque le prix du marché au comptant était supérieur au prix plancher. Aux termes de ces « contrats différentiels », Bruce B reçoit l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant sur la production vendue à terme à contrat. Par conséquent, le prix réalisé par Bruce B pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, soit respectivement 66 \$ le MWh et 64 \$ le MWh, tient compte des produits constatés conformément au mécanisme de prix plancher et aux ventes contractuelles, comparativement aux prix de 59 \$ le MWh et de 57 \$ le MWh pour les périodes correspondantes de 2008, pendant lesquelles aucuns produits n'avaient été constatés conformément au mécanisme de prix plancher.

Au 30 septembre 2009, Bruce A avait engagé des coûts d'environ 3,1 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾⁽²⁾

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits				
Électricité	374	263	1 035	704
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	114	81	364	258
	488	344	1 399	962
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(147)	(121)	(419)	(360)
Autres ⁽⁵⁾	(84)	(77)	(271)	(239)
	(231)	(198)	(690)	(599)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ⁽⁴⁾	(177)	(61)	(511)	(154)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(9)	(35)	(28)
BAIIA comparable⁽²⁾	68	76	163	181

(1) Comprend Ravenswood depuis le 26 août 2008.

(2) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA.

(3) Comprend les ventes de gaz naturel.

(4) Comprend les activités liées à l'exploitation, par TCPL, de la centrale de production de vapeur de Ravenswood pour le compte des propriétaires.

(5) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 021	1 217	4 593	2 847
Électricité achetée	1 259	1 566	3 653	4 383
	3 280	2 783	8 246	7 230
Ventes				
Électricité vendue à contrat	2 800	2 751	7 265	7 032
Électricité vendue au comptant	480	32	981	198
	3 280	2 783	8 246	7 230
Capacité disponible des centrales⁽²⁾	97 %	98 %	78 %	96 %

(1) Comprend Ravenswood depuis le 26 août 2008.

(2) Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la capacité disponible des centrales a diminué en raison de l'incidence d'un arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 de la centrale de Ravenswood. Le réacteur a été remis en service le 17 mai 2009.

Le BAIIA des installations énergétiques aux États-Unis a été de 68 millions de dollars et de 163 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, soit respectivement 8 millions de dollars et 18 millions de dollars de moins que pour les mêmes périodes en 2008. Ces baisses s'expliquent par le recul des prix de l'électricité et la diminution des volumes d'électricité vendus aux clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre en raison de températures estivales inférieures à la normale qui ont atrophie la demande, annulés en partie par les revenus supplémentaires réalisés sur les ventes contractuelles en Nouvelle-Angleterre. Bien que les prix de l'électricité moyens sur le marché au comptant en Nouvelle-Angleterre aient diminué entre 2008 et 2009, la majeure partie des ventes des installations énergétiques en Nouvelle-Angleterre ont lieu à des prix contractuels. Ces baisses ont également été atténuées partiellement par le BAIIA supplémentaire de la centrale de Ravenswood acquise en août 2008 et par l'incidence d'un dollar américain plus fort au cours des neuf premiers mois de 2009.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les produits des installations énergétiques aux États-Unis sont respectivement passés de 263 millions de dollars à 374 millions de dollars et de 704 millions de dollars à 1 035 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2008. L'accroissement s'explique par les produits supplémentaires provenant de la centrale de Ravenswood et par la progression des ventes contractuelles ainsi que par l'incidence favorable du raffermissement du dollar américain, annulée en partie par la baisse des volumes d'électricité vendus en Nouvelle-Angleterre.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les autres produits, à respectivement 114 millions de dollars et 364 millions de dollars, ont progressé de 33 millions de dollars et de 106 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes respectives en 2008. Ces hausses s'expliquent par les produits supplémentaires générés par une centrale de production de vapeur à Ravenswood, ainsi que par la majoration des volumes de gaz naturel vendus et l'incidence d'un dollar américain plus fort en 2009.

Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité sont respectivement passés de 121 millions de dollars à 147 millions de dollars et de 360 millions de dollars à 419 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, comparativement aux

périodes correspondantes de 2008. Les hausses sont surtout attribuables à l'augmentation des achats contractuels en Nouvelle-Angleterre et à l'incidence favorable du raffermissement du dollar américain en 2009. Elles ont été partiellement annulées par le recul des volumes des achats d'électricité destinés à la revente à des clients des secteurs commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre.

Les autres achats de produits de base revendus pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, à respectivement 84 millions de dollars et 271 millions de dollars, ont augmenté par rapport aux chiffres de 77 millions de dollars et de 239 millions de dollars inscrits pour les périodes correspondantes de 2008. L'accroissement s'explique avant tout par les volumes supérieurs de gaz naturel acheté et revendu ainsi que par l'incidence du raffermissement du dollar américain, annulé en partie par le repli des prix du gaz naturel.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont respectivement établis à 177 millions de dollars et à 511 millions de dollars, comparativement aux chiffres de 116 millions de dollars et de 357 millions de dollars enregistrés pour les périodes correspondantes de 2008. La progression provient des coûts supplémentaires de la centrale de Ravenswood.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, 15 % et 12 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 1 % et à 3 % pour les périodes correspondantes de 2008, puisqu'il n'y avait en place aucun contrat de vente d'électricité pour Ravenswood au-delà de 2008 au moment où la centrale a été achetée. Les activités des installations énergétiques aux États-Unis consistent principalement à vendre la majeure partie de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour les volumes de production d'électricité non visés par des contrats, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu, au 30 septembre 2009, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 2 500 GWh d'électricité pour le reste de 2009 et pour 7 600 GWh en 2010. Certains volumes contractuels dépendent toutefois du taux d'utilisation des clients. Au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrat varieront selon la liquidité du marché ainsi que d'autres facteurs.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est respectivement élevé à 45 millions de dollars et à 115 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, comparativement au BAIIA de 31 millions de dollars et de 104 millions de dollars enregistré pour les périodes correspondantes de 2008. Les progressions de 14 millions de dollars et de 11 millions de dollars du BAIIA pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 sont en grande partie attribuables à l'accroissement des produits tirés du stockage auprès de tiers.

Le BAIIA comparable ne comprenait pas les gains non réalisés nets de 14 millions de dollars et les pertes non réalisées nettes de 6 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (pertes de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour les mêmes périodes de 2008), lesquelles découlent des changements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Pour gérer le résultat tiré du stockage de gaz naturel exclusif, TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un

retrait au cours d'une période ultérieure, ce qui lui permet de garantir des marges positives dans l'avenir et d'éliminer par le fait même le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel. Des ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif sont constatés pour chacune des périodes et ces contrats à terme de gaz naturel ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement. La juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif a été calculée en fonction d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente.

Amortissement

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, l'amortissement s'est élevé à respectivement 88 millions de dollars et 261 millions de dollars, soit une augmentation respective de 24 millions de dollars et de 83 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2008. L'augmentation résulte principalement de l'acquisition de Ravenswood en août 2008.

Siège social

Le BAI du secteur du siège social pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 correspond à des pertes respectives de 28 millions de dollars et de 89 millions de dollars, comparativement à des pertes de 23 millions de dollars et de 71 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2008. Les pertes accrues du BAI découlent avant tout de la hausse, en 2009, des coûts des services de soutien attribuable à l'expansion des actifs.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾	317	257	982	739
Intérêts divers et amortissement	24	(2)	41	(10)
Intérêts capitalisés	(113)	(38)	(230)	(97)
	228	217	793	632

⁽¹⁾ Comprend l'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Les intérêts débiteurs pour le troisième trimestre de 2009 se sont établis à 228 millions de dollars, soit 11 millions de dollars de plus que les 217 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2008. À 793 millions de dollars, les intérêts débiteurs pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 ont augmenté de 161 millions de dollars par rapport au montant de 632 millions de dollars constaté pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008. Ces hausses proviennent essentiellement de l'émission de nouveaux titres d'emprunt d'un montant de 1,5 milliard de dollars US et 500 millions de dollars en août 2008 et de respectivement 2,0 milliards de dollars US et 700 millions de dollars en janvier et en février 2009 ainsi que des pertes supérieures découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de la société relativement aux fluctuations des taux d'intérêt. De plus, le raffermissement du dollar américain a fait augmenter les intérêts débiteurs en dollars américains. Ces hausses ont été annulées en partie par la capitalisation accrue des intérêts afin de financer le programme d'investissement élargi de la société en 2009, principalement en raison de la construction de Keystone et de l'acquisition de la tranche restante de 20 % dans Keystone auprès de ConocoPhillips.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les intérêts créditeurs et autres produits ont été respectivement de 41 millions de dollars et de 97 millions de dollars, tandis qu'ils s'étaient chiffrés à 16 millions de dollars et à 47 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2008. L'accroissement de 25 millions de dollars et de 50 millions de dollars pour, respectivement, le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 s'explique surtout par les gains supérieurs découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change ainsi que par l'incidence positive du raffermissement du dollar américain. La hausse des intérêts créditeurs découlant des soldes de caisse supérieurs détenus en 2009 a plus que contré le recul des taux d'intérêt.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les impôts sur les bénéfices se sont respectivement élevés à 101 millions de dollars et à 310 millions de dollars, tandis qu'ils avaient été de 126 millions de dollars et de 498 millions de dollars pour les mêmes périodes de 2008. S'ils sont moins élevés, c'est que le résultat a diminué, les différences entre les taux d'imposition ont été plus marquées et d'autres ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices ont eu lieu en 2009.

Les participations sans contrôle ont été de 17 millions de dollars au troisième trimestre de 2009, soit 5 millions de dollars de plus que le chiffre de 12 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2008, et ce, principalement en raison de la hausse du résultat de PipeLines LP, annulée en partie par le recul du résultat de Portland. Les participations sans contrôle se sont chiffrées à 54 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2009, en baisse de 35 millions de dollars par rapport au montant de 89 millions de dollars constaté pour la même période de 2008, ce qui est principalement attribuable à la tranche imputable aux participations sans contrôle du règlement touché par Portland au premier trimestre de 2008 dans le cadre de la faillite de Calpine, mais ce recul est atténué en partie par l'accroissement du résultat de PipeLines LP en 2009.

Situation de trésorerie et sources de financement

La situation financière de TCPL et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long termes, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes et sont comparables à ce qu'elles étaient au cours des derniers exercices. La situation de trésorerie de TCPL demeure solide, appuyée par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, les soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions de titres d'emprunt et d'actions ordinaires ainsi que les marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et de 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, en décembre 2012 et en février 2013. À ce jour, TCPL n'a effectué aucun prélèvement sur ces marges, car la société continue de bénéficier d'un accès au marché du papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles. Des facilités bancaires confirmées supplémentaires de 150 millions de dollars en dollars canadiens et américains, dont les dates d'échéance vont de 2010 à 2012, demeurent accessibles aux sociétés affiliées exploitées par TCPL.

Au 30 septembre 2009, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 2,4 milliards de dollars, comparativement à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2008. L'accroissement de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par le produit tiré de l'émission, en 2009, d'actions ordinaires et de titres d'emprunt à long terme.

*Activités d'exploitation***Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾**

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	759	702	2 205	2 287
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(30)	128	366	24
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	729	830	2 571	2 311

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation se sont repliées de 101 millions de dollars et elles se sont accrues de 260 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, comparativement aux mêmes périodes de 2008, et ce, en grande partie en raison des variations du fonds de roulement d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 759 millions de dollars et à 2,2 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, alors qu'ils avaient été de 702 millions de dollars et de 2,3 milliards de dollars pour les mêmes périodes en 2008. Les hausses constatées pour le trimestre terminé le 30 septembre 2009 sont essentiellement attribuables aux liquidités découlant du résultat, annulées en partie par l'accroissement des cotisations aux régimes de retraite en 2009. La baisse des fonds provenant de l'exploitation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 s'explique principalement par le produit de 152 millions de dollars après les impôts reçu en 2008 en règlement dans le cadre de la faillite de Calpine et l'augmentation des cotisations aux régimes de retraite en 2009, annulée en partie par la progression des liquidités découlant du résultat.

Activités d'investissement

Déduction faite de l'encaisse acquise, les acquisitions se sont chiffrées à 653 millions de dollars au troisième trimestre de 2009 (3,1 milliards de dollars en 2008) et à 902 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 (3,1 milliards de dollars en 2008). En août 2009, la société s'est portée acquéreur du reste de la participation de ConocoPhillips dans Keystone, soit 20 %. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, les acquisitions comprenaient également les augmentations antérieures de la participation dans Keystone aux termes d'une entente avec ConocoPhillips entrée en vigueur en décembre 2008.

TCPL maintient son engagement à mener à bien son programme d'investissement de 22 milliards de dollars au cours des quatre prochaines années. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 1,6 milliard de dollars et 3,9 milliards de dollars (0,8 milliard de dollars et 1,9 milliard de dollars pour les périodes respectives en 2008). Elles ont été affectées principalement à la construction du réseau d'oléoducs Keystone, à l'expansion du réseau de l'Alberta, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et à la construction des centrales de Halton Hills, de Coolidge et de Bison ainsi que des installations dans le cadre du projet éolien Kibby.

Activités de financement

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, TCPL a émis respectivement 47,6 millions d'actions et 51,5 millions d'actions ordinaires (32,7 millions d'actions et 36,1 millions d'actions pour les périodes respectives en 2008) en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit de respectivement 1,6 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars et 1,4 milliard de dollars pour les périodes respectives en 2008). Le produit de ces émissions devrait servir à financer en partie des projets d'investissement, à d'autres fins générales de la société et au remboursement d'emprunts à court terme de TCPL et des sociétés y étant affiliées.

La société est bien placée pour financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie croissants qu'elle génère en interne et à son accès continu aux marchés financiers. Comme en témoigne la vente récente du réseau de North Baja à PipeLines LP, TCPL continue d'étudier les occasions de gestion de son portefeuille, notamment de recourir davantage à PipeLines LP, pour financer son programme d'investissement.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, TCPL a émis des titres d'emprunt à long terme totalisant respectivement un montant de 207 millions de dollars et de 3,3 milliards de dollars, (2,1 milliards de dollars et 2,2 milliards de dollars pour les périodes respectives en 2008) et la société a remboursé des titres d'emprunt à long terme de 9 millions de dollars et de 509 millions de dollars (15 millions de dollars et 788 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008). Les billets à payer de TCPL ont augmenté de 77 millions de dollars et diminué de 607 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, alors qu'ils avaient diminué de 258 millions de dollars et augmenté de 832 millions de dollars pour les mêmes périodes de 2008.

En avril 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable canadien de mars 2007, échu en avril 2009, qui lui avait permis d'émettre au Canada des billets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars. Aucune émission n'a été effectuée aux termes de ce prospectus préalable.

En février 2009, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé en mars 2007.

En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé en janvier 2009, aux termes duquel la société dispose d'une capacité résiduelle de 1,0 milliard de dollars US.

Le 20 octobre 2009, la société a annulé des débentures à 10,625 % d'un montant de 250 millions de dollars.

Dividendes

Le 3 novembre 2009, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2009, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être

payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2009. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes de TransCanada, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 3 % relativement aux dividendes payables le 29 janvier 2010. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL peuvent réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs afin d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada.

Principales conventions comptables et estimations comptables d'importance critique

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

Les principales conventions comptables et estimations comptables d'importance critique de TCPL demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2008. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et estimations comptables.

Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2008 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

Modifications comptables en 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard de l'application du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus » a été retirée, ce qui a permis la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfices » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation » (« FAS 71 »). Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société doit constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilise un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits le 1^{er} janvier 2009 respectivement dans les impôts futurs et les actifs réglementaires.

Les ajustements aux états financiers de 2009 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3465, qui exige qu'un ajustement cumulatif soit constaté au titre des impôts

futurs et d'actifs réglementaires pour la période courante. Le retraitement des états financiers de périodes antérieures n'était pas permis aux termes du chapitre 3465.

Actifs incorporels

Le 1^{er} janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». Le chapitre 3064 renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels générés en interne. En outre, le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » a été retiré du *Manuel de l'ICCA*. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2009, le Comité des problèmes nouveaux (« CPN ») a publié l'abrégié 173 (« CPN-173 ») intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », dont la société a adopté les dispositions comptables. Conformément au CPN-173, il faut tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de ses contreparties pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). La société préparera ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011.

TCPL a élaboré un plan de conversion dont la surveillance est assurée par son comité directeur des IFRS. Ce plan prévoit la définition des besoins en ressources et en formation, l'analyse de l'incidence des principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS et la mise au point d'une approche progressive pour mener à bien la conversion. Le projet de conversion est traité plus en détail dans le rapport annuel 2008 de TCPL. La société continue de faire progresser son projet de conversion et, à cette fin, elle prévoit des séances de formation et des mises à jour sur les IFRS pour ses employés, elle étudie les faits nouveaux relativement aux IFRS et elle évalue l'incidence que pourraient avoir sur elle les principales différences entre les PCGR et les IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer de façon marquée sur l'envergure du projet d'IFRS de la société et les résultats financiers de TCPL conformément aux IFRS. Le 23 juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs et la société est en voie d'évaluer l'incidence de l'adoption de cet exposé-sondage sur TCPL.

L'incidence qu'aura l'adoption des IFRS sur les états financiers consolidés et les systèmes comptables de la société est actuellement à l'étude. À l'étape actuelle du projet, TCPL ne peut déterminer, au prix

d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

Informations à fournir sur les instruments financiers

L'ICCA a adopté des révisions au chapitre 3862 du *Manuel* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir » qui s'appliquent aux exercices terminés après le 30 septembre 2009. Ces révisions ont pour objet de faire concorder le plus possible les exigences relatives à l'information à fournir sur les instruments financiers à celles prescrites par les IFRS. Ces révisions exigent la présentation d'informations additionnelles en fonction d'une hiérarchie à trois niveaux qui reflète l'importance des intrants utilisés pour mesurer la juste valeur. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau sont déterminées en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le deuxième niveau comprennent des évaluations déterminées au moyen d'intrants autres que les prix cotés pour lesquels tous les extrants importants peuvent être observés, directement ou indirectement. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau sont fondées sur des intrants qui ne sont pas observables mais qui sont importants pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. TCPL appliquera ces changements à partir du 31 décembre 2009.

Obligations contractuelles

Le 14 août 2009, la société a acheté le reste de la participation de ConocoPhillips dans Keystone. Par conséquent, TCPL a assumé la part de ConocoPhillips de l'investissement de capitaux requis pour terminer le projet, ce qui devrait se traduire par un engagement supplémentaire d'environ 1,7 milliard de dollars US d'ici la fin de 2012.

Outre les engagements susmentionnés et les obligations liées aux remboursements et paiements d'intérêts futurs sur la dette découlant de l'émission de titres d'emprunt et les rachats dont il est question sous la rubrique « Activités de financement » du présent rapport de gestion, il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2008 et le 30 septembre 2009, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL.

Instruments financiers et gestion des risques

TCPL continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de crédit lié aux contreparties et de liquidité auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de crédit lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait principalement à la valeur comptable, qui se rapproche de la juste valeur, des actifs financiers non dérivés, tels que les débiteurs, ainsi qu'à la juste valeur des actifs dérivés. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 septembre 2009, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou représentant une perte de valeur.

Une certaine incertitude persiste sur les marchés financiers mondiaux, et TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à de telles contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles. Une analyse plus détaillée de la capacité de la société de gérer ses liquidités et ses facilités de crédit est présentée sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Stocks de gaz naturel

Au 30 septembre 2009, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 73 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2008).

La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 a donné lieu respectivement à un gain non réalisé net de 16 millions de dollars avant les impôts et à une perte non réalisée nette de 13 millions de dollars avant les impôts (pertes non réalisées de 108 millions de dollars et de 6 millions de dollars pour les périodes respectives de 2008), lesquels ont été constatés dans les produits et les stocks. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à une perte non réalisée nette de 2 millions de dollars avant les impôts et à un gain non réalisé net de 7 millions de dollars avant les impôts (gain non réalisé de 106 millions de dollars et perte non réalisée de 1 million de dollars pour les périodes respectives de 2008), montants qui ont été constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars américains pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 septembre 2009, la société avait désigné, en tant que couverture de son investissement net, des titres d'emprunt libellés en dollars américains ayant une valeur comptable de 8,1 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 9,2 milliards de dollars (8,6 milliards de dollars US). Au 30 septembre 2009, un montant de 51 millions de dollars a été inclus dans les autres actifs pour la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars américains de la société dans des établissements étrangers.

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

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	30 septembre 2009		31 décembre 2008	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾	40	1 650 US	(218)	1 650 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2009 à 2010) ⁽²⁾	7	635 US	(42)	2 152 US
Options en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾	4	400 US	6	300 US
	51	2 685 US	(254)	4 102 US

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

(2) Au 30 septembre 2009.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 septembre 2009		31 décembre 2008	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 385	2 385	1 300	1 300
Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾	983	983	1 404	1 404
Montant à recevoir de TransCanada	1 631	1 631	1 529	1 529
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	27	27
	5 022	5 022	4 260	4 260
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 324	1 324	1 702	1 702
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 590	1 590	1 364	1 364
Montant à rembourser à TransCanada	2 757	2 757	1 821	1 821
Intérêts courus	349	349	361	361
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	18 469	21 388	17 367	16 152
Dette à long terme des coentreprises	1 090	1 149	1 076	1 052
	25 579	28 557	23 691	22 452

(1) Le bénéfice net consolidé revenant aux actionnaires ordinaires en 2009 et en 2008 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des ajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

(2) Au 30 septembre 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 834 millions de dollars (1 257 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les débiteurs et de 172 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les autres actifs.

(3) Constatés au coût après amortissement.

(4) Au 30 septembre 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 588 millions de dollars (1 342 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les créditeurs et de 2 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

30 septembre 2009

(non vérifié)

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	126 \$	129 \$	4 \$	4 \$	35 \$
Passifs	(71)\$	(134)\$	(3)\$	(64)\$	(81)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	9 876	204	180	-	-
Ventes	9 718	171	228	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	699
En dollars US	-	-	-	426 US	1 425 US
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009	(8)\$	21 \$	(1)\$	2 \$	(7)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	11 \$	(4)\$	1 \$	4 \$	20 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009	23 \$	(43)\$	1 \$	11 \$	(5)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	53 \$	(56)\$	-	28 \$	(14)\$
Dates d'échéance	2009-2014	2009-2014	2009-2010	2009-2012	2009-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	229 \$	2 \$	-	-	6 \$
Passifs	(154)\$	(15)\$	-	(36)\$	(67)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 597	24	-	-	-
Ventes	14 806	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	-	1 825 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009	30 \$	(8)\$	-	-	(10)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	108 \$	(28)\$	-	-	(27)\$
Dates d'échéance	2009-2015	2009-2012	s.o.	2009-2013	2010-2020

- (1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.
- (2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 6 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, à respectivement 1 million de dollars et 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au troisième trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 comprenait des gains de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2008*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	4 035	172	410	-	-
Ventes	5 491	162	252	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	1 016
En dollars US	-	-	-	479 US	1 575 US
En yens japonais (en milliards)	-	-	-	4,3 YJ	-
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2008	5 \$	(1)\$	-	-	5 \$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008	-	(12)\$	-	(7)\$	3 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2008	12 \$	(11)\$	-	2 \$	2 \$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008	21 \$	(6)\$	-	12 \$	12 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	2009	2009-2012	2009-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	115 \$	-	-	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	-	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	8 926	9	-	-	-
Ventes	13 113	-	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	50
En dollars US	-	-	-	15 US	1 475 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2008	14 \$	(1)\$	-	-	(2)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008	(24)\$	18 \$	-	-	(4)\$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	s.o.	2009-2013	2009-2019

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

(2) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.

- (3) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (4) Au 31 décembre 2008.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 50 millions de dollars et 50 millions de dollars US au 31 décembre 2008. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les gains réalisés nets sur la juste valeur des couvertures se sont élevés respectivement à 1 million de dollars et à 1 million de dollars, montants constatés dans les intérêts débiteurs. Au troisième trimestre de 2008, la société n'a constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 comprenait des gains de respectivement 7 millions de dollars et 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2009	31 décembre 2008
À court terme		
Autres actifs à court terme	370	318
Créditeurs	(359)	(298)
À long terme		
Autres actifs	216	191
Montants reportés	(266)	(694)

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2008 de TCPL. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2008.

Contrôles et procédures

Au 30 septembre 2009, 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 les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au 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 2009.

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. Pendant le deuxième trimestre de 2009, TCPL a achevé l'intégration des contrôles internes de Ravenswood sur la présentation de l'information financière.

Perspectives

TCPL ne prévoit pas que le ralentissement de l'économie nord-américaine influera sensiblement sur la situation financière de la société, sur son accès aux marchés financiers, sur les projets engagés ou sur sa stratégie d'entreprise.

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat en 2009 se sont dégradées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2008 de TCPL en raison de l'incidence négative, sur les résultats du secteur de l'énergie, du recul des prix de l'électricité sur le marché. En ce qui concerne le secteur des pipelines, bien que le ralentissement économique mondial influe sur certains pipelines et sur certains travaux de forage, les perspectives financières à court terme pour les pipelines de la société ne devraient pas être sensiblement touchées puisque les actifs pipeliniers s'appuient généralement sur de solides contrats ou profitent d'un taux de rendement réglementé.

TCPL a émis des actions ordinaires d'un montant de 1,6 milliard de dollars au troisième trimestre de 2009, des titres d'emprunt à long terme totalisant 3,1 milliards de dollars au premier trimestre de 2009 et l'équivalent de 1,0 milliard de dollars d'actions ordinaires à la fin de 2008. Bien que ces émissions influenceront sur le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires dans l'avenir du fait des coûts de détention et de la dilution, elles ont, une fois conjuguées aux flux de trésorerie liés à l'exploitation de 2,6 milliards de dollars inscrits pour les neuf premiers mois de 2009, fait un apport à la trésorerie de 2,4 milliards de dollars au 30 septembre 2009 et elles devraient permettre de répondre aux besoins en financement dans le cadre du programme d'investissement de la société en 2009 et de l'acquisition du reste de la participation dans Keystone. La stratégie de consolidation des liquidités et de la situation financière que préconise TCPL en misant sur sa capacité prouvée d'accéder aux marchés financiers avec succès en cette période d'incertitude financière lui a permis de réduire, dans le cadre de son programme de croissance, le risque lié au financement dans l'avenir. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL.

La cote d'émetteur accordée à TCPL par Moody's Investors Service (« Moody's ») est Baa1, avec perspectives stables. Les notes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's (« S&P ») accordent aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A3 avec perspectives stables, et A- avec perspectives stables.

Faits nouveaux

Pipelines

Keystone

Le 14 août 2009, TCPL a acheté la participation restante de 20 % de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 553 millions de dollars US et de la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de dollars US. À la suite de cette acquisition, TCPL détient une participation de 100 % dans Keystone et la société a commencé à intégrer Keystone au secteur des pipelines.

La première phase de Keystone est actuellement en construction. Depuis Hardisty, en Alberta, le pipeline dessert les marchés de Wood River et de Patoka, en Illinois, avec une capacité nominale initiale de 435 000 barils par jour (b/j). La mise en service du tronçon a eu lieu au troisième trimestre de 2009 et sa mise en exploitation commerciale devrait suivre au premier trimestre de 2010. Au 30 septembre 2009, la première phase était achevée à environ 90 %. Au cours de la deuxième phase, le pipeline Keystone devrait voir sa capacité nominale portée à 591 000 b/j et il sera prolongé jusqu'à Cushing, en Oklahoma. La mise en service du tronçon rejoignant Cushing devrait s'amorcer vers la fin de 2010. Au 30 septembre 2009, cette étape du projet était achevée à 20 %.

Keystone s'efforce présentement d'obtenir les autorisations nécessaires des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en vue de la construction et de l'exploitation d'un agrandissement et d'un prolongement du réseau pipelinier qui fourniront une capacité supplémentaire de 500 000 b/j en provenance de l'Ouest canadien et à destination de la côte du golfe du Mexique en 2012. En septembre 2009, l'ONÉ a tenu une audience afin de passer en revue la demande visant le tronçon canadien de l'agrandissement de Keystone dans la région du golfe du Mexique, et une décision est attendue au début de 2010. Les permis pour le tronçon américain dans le cadre de l'agrandissement devraient être obtenus vers le milieu de 2010. La construction de ces installations devrait s'amorcer en 2010, une fois obtenues toutes les approbations réglementaires requises.

Les dépenses en immobilisations prévues devraient totaliser quelque 12 milliards de dollars US. Jusqu'ici, elles tournent autour de 5 milliards de dollars US et le solde de 7 milliards de dollars US sera engagé d'ici la fin de 2012. Les coûts en capital liés à la construction de Keystone sont soumis à des barèmes de partage avec les clients des coûts en capital en fonction des risques et des avantages.

Selon toute attente, Keystone commencera à produire un BAIIA au premier trimestre de 2010, lorsque s'amorceront les activités d'exploitation commerciale à Wood River et à Patoka, en Illinois. Le BAIIA devrait ensuite s'accroître en 2011 et en 2012, avec l'entrée en service des étapes subséquentes du projet. Compte tenu des engagements à long terme contractés à l'égard d'un volume de 910 000 b/j, Keystone pourrait être en mesure de dégager un BAIIA de quelque 1,2 milliard de dollars US en 2013, soit dès sa première année complète d'exploitation commerciale au service des marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Si les volumes étaient portés à 1,1 million b/j, capacité commerciale totale du réseau, Keystone produirait un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. Dans l'avenir, la capacité de Keystone pourrait, de manière économique, être portée de 1,1 million b/j à 1,5 million b/j afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

Réseau de l'Alberta

Le 30 octobre 2009, après s'être entretenue avec ses parties prenantes au sujet du transfert à la compétence de l'ONÉ du règlement au sujet des besoins en produits pour 2008-2009, TCPL a présenté à l'ONÉ une demande sollicitant que les droits provisoires de 2009 soient rendus définitifs.

En septembre 2009, la société a entrepris la construction de la dernière étape du projet d'expansion du couloir centre-nord, qui devrait s'achever en avril 2010. Le coût en capital de ces travaux est évalué à environ 400 millions de dollars.

Ventures LP

En septembre 2009, la Cour d'appel de l'Alberta a autorisé Ventures LP à interjeter appel de la décision 2009-065 selon laquelle l'AUC annonçait qu'elle avait l'intention de solliciter un décret afin d'être en mesure d'établir un processus de réglementation des tarifs pour le pipeline de Ventures LP. L'appel devrait être entendu au cours du premier trimestre de 2010.

Examen de la formule du taux de rendement du capital-actions préconisée par l'ONÉ

En juillet 2009, l'ONÉ a entrepris l'examen de la décision RH-2-94 en sollicitant des commentaires sur la pertinence actuelle de cette décision. En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'Énergie* (Canada), la décision RH-2-94 relativement au coût du capital des sociétés pipelinières a défini la méthode de calcul d'un taux de rendement du capital-actions qui est lié au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada et qui, depuis le 1^{er} janvier 1995, sert de point de départ au calcul des droits exigés par les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ. En octobre 2009, l'ONÉ a rendu une décision déclarant que la décision RH-2-94 ne serait plus en vigueur. L'ONÉ a indiqué que le coût du capital serait dorénavant déterminé par des négociations entre les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs ou par l'ONÉ si une société pipelinière présente une demande au sujet du coût du capital. Cette décision touche tous les pipelines de TCPL réglementés par l'ONÉ, notamment le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et Foothills. Le taux de rendement du réseau principal au Canada devrait continuer d'être fondé sur la méthode de calcul du taux de rendement du capital-actions définie par la RH-2-94 de l'ONÉ pour 2010 et 2011 conformément aux dispositions du règlement tarifaire en vigueur. En collaboration avec ses clients et autres intéressés, TCPL déterminera le coût du capital qui servira au calcul des droits pour 2010 relativement à ses autres pipelines réglementés par l'ONÉ. S'il n'est pas possible de conclure des ententes, TCPL présentera à l'ONÉ des demandes sollicitant une composante coût du capital pertinente.

Énergie

Bruce Power

Les travaux se poursuivent en vue de la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et en sont actuellement à l'étape de réassembler les réacteurs. Au 30 septembre 2009, les coûts engagés par Bruce A pour la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 étaient d'environ 3,1 milliards de dollars et de près de 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4. TCPL croit que les travaux pour les réacteurs 1 et 2 sont achevés à près de 75 %, la majeure partie des travaux hautement techniques et à risques élevés étant terminée. Bien que les travaux à venir soient considérables, il s'agit principalement de travaux courants d'aménagement pour les centrales électriques.

Le projet accuse des retards et TCPL prévoit désormais que le réacteur 2 sera remis en service vers le milieu de 2011, tandis que le réacteur 1 devrait l'être environ quatre mois par la suite. L'incidence de ce retard est atténuée par le prolongement déjà annoncé de la durée d'exploitation du réacteur 3 jusqu'en 2011 et du réacteur 4 jusqu'en 2016. Par ailleurs, la société prévoit que la durée d'exploitation d'autres réacteurs sera prolongée au fur et à mesure que progresseront les travaux d'optimisation des réacteurs. TCPL continue de collaborer étroitement avec Bruce Power afin de remédier aux questions de productivité et de gestion de projet dans son ensemble et constate que des progrès marqués ont été accomplis récemment à ce titre.

Oakville

Le 30 septembre 2009, l'OEO a adjugé à TCPL un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans relativement à la construction, la possession et l'exploitation d'une centrale électrique d'une puissance de 900 MW à Oakville, en Ontario. TCPL s'attend à investir près de 1,2 milliard de dollars dans la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel, dont l'exploitation devrait commencer vers la fin de 2013. TCPL prévoit que ce projet donnera lieu à un taux de rendement de 9 % après les impôts, sans facteur d'endettement.

Projet éolien Kibby

En septembre 2009, la première phase du projet éolien Kibby, d'une capacité de production de 66 MW d'électricité, est entrée en service. Les 22 turbines faisant partie de cette première phase ont été mises en service le 30 octobre 2009, dans le respect du calendrier et du budget. Les travaux de construction se poursuivent dans le cadre de la deuxième phase du projet, qui prévoit une capacité de production de 66 MW et l'installation de 22 autres turbines. Ces dernières installations devraient être mises en service au troisième trimestre de 2010.

Coolidge

En août 2009, TCPL a amorcé la construction de la centrale de Coolidge de 500 millions de dollars US située près de Phoenix, en Arizona. La centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel d'une puissance de 575 MW devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2011, dans le respect de l'échéancier et du budget. Toute l'électricité produite par cette centrale sera vendue, aux termes d'une CAE de 20 ans, au projet Salt River, service public de Phoenix, en Arizona.

Cartier énergie éolienne

Au troisième trimestre de 2009, les travaux de construction ont commencé pour les parcs éoliens de Gros-Morne (212 MW) et de Montagne-Sèche (58,5 MW). Le projet de Montagne-Sèche et la première phase du projet de Gros-Morne (101 MW) devraient être en exploitation en 2011. La deuxième phase du projet de Gros-Morne (111 MW) devrait être en exploitation en 2012. Il s'agit des quatrième et cinquième parcs éoliens en cours d'aménagement par Cartier énergie éolienne, qui appartient à 62 % à TCPL. Le coût en capital total de ces deux parcs éoliens devrait être d'environ 340 millions de dollars. Une fois ces deux phases achevées, Cartier énergie éolienne aura la capacité de produire 590 MW d'électricité. Toute l'électricité produite par Cartier éolienne est vendue à Hydro-Québec Distribution aux termes d'une CAE de 20 ans.

Projets de lignes de transport d'électricité

Le 13 octobre 2009, TCPL a lancé un appel de soumissions pour les projets de ligne de transport d'électricité de Zephyr et de Chinook. L'appel de soumissions devrait prendre fin au quatrième trimestre de 2009. Sous réserve de la réalisation des appels de soumissions, les travaux liés à la réglementation pourraient être entrepris au quatrième trimestre de 2009, alors que la construction s'amorcerait en 2012 et que la mise en service pourrait avoir lieu vers la fin de 2014. Chaque projet, d'un coût d'environ 3 milliards de dollars US, aurait une capacité de transport de 3 000 MW d'électricité depuis respectivement le Wyoming et le Montana jusqu'au Nevada.

Renseignements sur les actions

Au 3 novembre 2009, TCPL avait 649 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars ,sauf les montants par action)	2009			2008				2007
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	2 253	2 127	2 380	2 332	2 137	2 017	2 133	2 189
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	337	311	330	274	383	318	445	373
Données sur les actions								
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires – de base et dilué	0,55 \$	0,52 \$	0,55 \$	0,47 \$	0,70 \$	0,60 \$	0,84 \$	0,71 \$

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

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

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

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des paiements de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux faits nouveaux ayant influé sur le BAII et le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le BAII du secteur de l'énergie au troisième trimestre de 2009 comprenait des gains non réalisés nets de 14 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Le BAII du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2009 comprenait des pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAII de l'entreprise d'énergie comprend également l'apport de la centrale Portlands Energy, qui est entrée en exploitation en avril 2009.
- Le BAII du secteur de l'énergie au premier trimestre de 2009 comprenait des pertes non réalisées nettes de 13 millions de dollars avant les impôts (9 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Le BAII du secteur de l'énergie au quatrième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (6 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAII du secteur du siège social comprenait des pertes non réalisées nettes de 57 millions de dollars avant les impôts (39 millions de dollars après les impôts) au titre de la variation de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié à l'accroissement des taux d'intérêt, mais qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture.
- Le BAII du secteur de l'énergie du troisième trimestre de 2008 comprenait l'apport résultant de l'acquisition de Ravenswood le 26 août 2008. Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires comprenait des ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.
- Le BAII du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 12 millions de dollars avant les impôts (8 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, les produits et le BAII des installations énergétiques de l'Ouest se sont accrus en raison de la hausse des prix réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché en Alberta.
- Le BAII du secteur des pipelines pour le premier trimestre de 2008 comprenait des règlements de 279 millions de dollars avant les impôts (152 millions de dollars après les impôts) reçus par GTN et Portland dans le cadre de la faillite de Calpine et un produit de 17 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) en règlement d'une action en justice. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait la radiation de 41 millions de dollars avant les impôts (27 millions de dollars après les impôts) des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes non réalisées nettes de 17 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

- Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires comprenait un montant de 56 millions de dollars au titre d'ajustements d'impôts favorables découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada et d'autres modifications législatives. Le BAII du secteur des pipelines a progressé en raison de la constatation d'un résultat supplémentaire lié au règlement du dossier tarifaire pour le réseau de GTN, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007. Le BAII du secteur de l'énergie a progressé en raison d'un gain de 16 millions de dollars avant les impôts (14 millions de dollars après les impôts) à la vente de terrains auparavant détenus à des fins d'aménagement. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 15 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits	2 253	2 137	6 760	6 287
Charges (produits) d'exploitation et autres				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	879	750	2 544	2 181
Achats de produits de base revendus	371	324	1 100	1 053
Autres produits	(5)	(1)	(20)	(38)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	-	(279)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	41
	1 245	1 073	3 624	2 958
	1 008	1 064	3 136	3 329
Amortissement	343	318	1 034	943
	665	746	2 102	2 386
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	228	217	793	632
Charges financières des coentreprises	17	18	47	51
Intérêts créditeurs et autres produits	(41)	(16)	(97)	(47)
	204	219	743	636
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	461	527	1 359	1 750
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	23	126	114	475
Futurs	78	-	196	23
	101	126	310	498
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	19	12	51	46
Participation sans contrôle dans Portland	(2)	-	3	43
	17	12	54	89
Bénéfice net	343	389	995	1 163
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	337	383	978	1 146

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	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	343	389	995	1 163
Amortissement	343	318	1 034	943
Impôts futurs	89	-	207	23
Participations sans contrôle	17	12	54	89
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges	(22)	10	(79)	23
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	41
Autres	(11)	(27)	(6)	5
	759	702	2 205	2 287
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(30)	128	366	24
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	729	830	2 571	2 311
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 557)	(806)	(3 943)	(1 899)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(653)	(3 054)	(902)	(3 058)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	21	-	21
Montants reportés et autres	(181)	60	(505)	171
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 391)	(3 779)	(5 350)	(4 765)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(266)	(214)	(734)	(604)
Avances (remboursées à) reçues de la société mère	(223)	(14)	834	(380)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(19)	(18)	(59)	(93)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	77	(258)	(607)	832
Dette à long terme émise, déduction faite des frais d'émission	207	2 085	3 267	2 197
Réduction de la dette à long terme	(9)	(15)	(509)	(788)
Dette à long terme émise par des coentreprises	93	123	201	157
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(52)	(44)	(108)	(101)
Actions ordinaires émises	1 550	1 309	1 676	1 434
Rentrées nettes liées aux activités de financement	1 358	2 954	3 961	2 654
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents trésorerie	(63)	19	(97)	39
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents	(367)	24	1 085	239
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	2 752	719	1 300	504
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	2 385	743	2 385	743
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices (remboursés) payés	(63)	105	50	414
Intérêts payés	297	177	834	656

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

<i>(non vérifié)(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2009	31 décembre 2008
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 385	1 300
Débiteurs	834	1 280
Montant à recevoir de TransCanada	1 631	1 529
Stocks	491	489
Autres	505	523
	5 846	5 121
Immobilisations corporelles	32 289	29 189
Écart d'acquisition	3 855	4 397
Actifs réglementaires	1 644	201
Autres actifs	2 132	2 027
	45 766	40 935
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 324	1 702
Créditeurs	2 343	1 868
Montant à rembourser à TransCanada	2 757	1 821
Intérêts courus	349	361
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	678	786
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	235	207
	7 686	6 745
Passif réglementaire	430	551
Montants reportés	723	1 168
Impôts futurs	2 825	1 253
Dette à long terme	16 730	15 368
Dette à long terme des coentreprises	855	869
Billets subordonnés de rang inférieur	1 061	1 213
	30 310	27 167
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	561	721
Participation sans contrôle dans Portland	77	84
	638	805
Capitaux propres	14 818	12 963
	45 766	40 935

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	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	343	389	995	1 163
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(230)	107	(381)	146
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	113	(79)	209	(103)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	16	7	80	40
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	(1)	(6)	(6)	(24)
Autres éléments du résultat étendu	(102)	29	(98)	59
Résultat étendu	241	418	897	1 222

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 68 millions de dollars et de 68 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (recouvrement de 23 millions de dollars et de 43 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 50 millions de dollars et de 102 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (recouvrement de 36 millions de dollars et de 50 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 4 millions de dollars et de 20 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (recouvrement de 25 millions de dollars et charge de 24 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 4 millions de dollars et de 4 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (recouvrement de 9 millions de dollars et de 20 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

<i>(non vérifié)(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie et autres	Total
Solde au 31 décembre 2008	(379)	(93)	(472)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(381)	-	(381)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	209	-	209
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	80	80
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⁾	-	(6)	(6)
Solde au 30 septembre 2009	(551)	(19)	(570)

Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	146	-	146
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(103)	-	(103)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	40	40
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⁾	-	(24)	(24)
Solde au 30 septembre 2008	(318)	4	(314)

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 68 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 (recouvrement de 43 millions de dollars pour la période correspondante en 2008).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 102 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 (recouvrement de 50 millions de dollars pour la période correspondante en 2008).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 20 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 (charge fiscale de 24 millions de dollars pour la période correspondante en 2008).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 4 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 (recouvrement de 20 millions de dollars pour la période correspondante en 2008).

⁽⁵⁾ Le montant des gains liés aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devrait être reclassé dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois est évalué à 30 millions de dollars (25 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

<i>(non vérifié)(en millions de dollars)</i>	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	8 973	6 554
Produit de l'émission d'actions ordinaires	1 676	1 434
Solde à la fin de la période	10 649	7 988
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	284	281
Accroissement de la participation dans PipeLines LP (note 8)	49	-
Émission d'options sur actions	4	3
Solde à la fin de la période	337	284
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	3 789	3 202
Bénéfice net	995	1 163
Dividendes sur les actions privilégiées	(17)	(17)
Dividendes sur les actions ordinaires	(754)	(612)
Solde à la fin de la période	4 013	3 736
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(472)	(373)
Autres éléments du résultat étendu	(98)	59
Solde à la fin de la période	(570)	(314)
Total des capitaux propres	14 818	12 083

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 2008, exception faite de ce qui est décrit à la note 2. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes considérées. 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 2008 compris dans le rapport annuel 2008 de TCPL. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

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

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des paiements de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2008 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

Modifications comptables en 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard de l'application du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus » a été retirée, ce qui a permis la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfices » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation » (« FAS 71 »). Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société doit constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilise un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits le 1^{er} janvier 2009 respectivement dans les impôts futurs et les actifs réglementaires.

Les ajustements aux états financiers de 2009 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3465, qui exige qu'un ajustement cumulatif soit constaté au titre des impôts futurs et d'actifs réglementaires pour la période courante. Le retraitement des états financiers de périodes antérieures n'était pas permis aux termes du chapitre 3465.

Actifs incorporels

Le 1^{er} janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». Le chapitre 3064 renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels générés en interne. En outre, le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » a été retiré du *Manuel de l'ICCA*. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2009, le Comité sur les problèmes nouveaux (« CPN ») a publié l'abrégé 173 (« CPN-173 ») intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », dont la société a adopté les dispositions comptables. Conformément au CPN-173, il faut tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de ses contreparties pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). La société préparera ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des

entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer de façon marquée sur l'envergure du projet d'IFRS de la société et les résultats financiers de TCPL conformément aux IFRS. Le 23 juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs et la société est en voie d'évaluer l'incidence de l'adoption de cet exposé-sondage sur TCPL.

À l'étape actuelle du projet, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

Informations à fournir sur les instruments financiers

L'ICCA a adopté des révisions au chapitre 3862 du *Manuel* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir » qui s'appliquent aux exercices terminés après le 30 septembre 2009. Ces révisions ont pour objet de faire concorder le plus possible les exigences relatives à l'information à fournir sur les instruments financiers à celles prescrites par les IFRS. Ces révisions exigent la présentation d'informations additionnelles en fonction d'une hiérarchie à trois niveaux qui reflète l'importance des intrants utilisés pour mesurer la juste valeur. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau sont déterminées en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le deuxième niveau comprennent des évaluations déterminées au moyen d'intrants autres que les prix cotés pour lesquels tous les extrants importants peuvent être observés, directement ou indirectement. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau sont fondées sur des intrants qui ne sont pas observables mais qui sont importants pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. TCPL appliquera ces changements à partir du 31 décembre 2009.

3. Informations sectorielles

Le 1^{er} janvier 2009, TCPL a révisé la présentation de certains produits et de certaines charges figurant dans l'état consolidé des résultats afin de mieux refléter la structure opérationnelle et financière de la société. Pour dresser les états financiers conformément à la nouvelle présentation, certains produits et certaines charges liés à des opérations antérieurement classés en tant qu'autres charges (produits) à l'état des résultats sont désormais inclus dans les charges (produits) d'exploitation et autres. L'amortissement a été redéfini et il comprend 14 millions de dollars et 43 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (14 millions de dollars et 43 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008) au titre des conventions d'achat d'électricité antérieurement comprises dans les produits de base revendus. Les frais des services de soutien qui étaient auparavant attribués aux secteurs des pipelines et de l'énergie, d'un montant de 25 millions de dollars et de 87 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 (24 millions de dollars et 75 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008) sont désormais inclus dans le secteur du siège social. En outre, les montants liés aux intérêts débiteurs et autres charges financières des coentreprises, aux intérêts créditeurs et autres produits, aux impôts sur les bénéfices et aux participations sans contrôle ne sont plus présentés dans le cadre des informations sectorielles. Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de toutes ces modifications. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé déclaré revenant aux actionnaires ordinaires.

Trimestres terminés
les 30 septembre
(non vérifié)(en millions de
dollars)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits	1 152	1 141	1 101	996	-	-	2 253	2 137
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(427)	(421)	(424)	(306)	(28)	(23)	(879)	(750)
Achats de produits de base revendus	-	-	(371)	(324)	-	-	(371)	(324)
Autres produits (charges)	5	3	-	(2)	-	-	5	1
	730	723	306	364	(28)	(23)	1 008	1 064
Amortissement	(255)	(254)	(88)	(64)	-	-	(343)	(318)
	475	469	218	300	(28)	(23)	665	746
Intérêts débiteurs							(228)	(217)
Charges financières des coentreprises							(17)	(18)
Intérêts créditeurs et autres produits							41	16
Impôts sur les bénéfices							(101)	(126)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(23)	(18)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							337	383

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

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits	3 558	3 417	3 202	2 870	-	-	6 760	6 287
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 227)	(1 194)	(1 227)	(910)	(90)	(77)	(2 544)	(2 181)
Achats de produits de base revendus	-	-	(1 100)	(1 053)	-	-	(1 100)	(1 053)
Autres produits (charges)	17	33	2	(1)	1	6	20	38
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	279	-	-	-	-	-	279
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)	-	-	-	(41)
	2 348	2 535	877	865	(89)	(71)	3 136	3 329
Amortissement	(773)	(765)	(261)	(178)	-	-	(1 034)	(943)
	1 575	1 770	616	687	(89)	(71)	2 102	2 386
Intérêts débiteurs							(793)	(632)
Charges financières des coentreprises							(47)	(51)
Intérêts créditeurs et autres produits							97	47
Impôts sur les bénéfices							(310)	(498)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(71)	(106)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							978	1 146

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de toutes ces modifications.

Exercices terminés
les 31 décembre
(non vérifié)(en millions de
dollars)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Produits	4 650	4 712	3 969	4 116	-	-	8 619	8 828
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 645)	(1 590)	(1 307)	(1 336)	(110)	(104)	(3 062)	(3 030)
Achats de produits de base revendus	-	(72)	(1 453)	(1 829)	-	-	(1 453)	(1 901)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	-	-	16	-	-	279	16
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(41)	-	-	-	(41)	-
Autres produits	31	27	1	3	6	2	38	32
	3 315	3 077	1 169	970	(104)	(102)	4 380	3 945
Amortissement	(989)	(1 021)	(258)	(216)	-	-	(1 247)	(1 237)
	2 326	2 056	911	754	(104)	(102)	3 133	2 708
Intérêts débiteurs							(962)	(961)
Charges financières des coentreprises							(72)	(75)
Intérêts créditeurs et autres produits							42	118
Impôts sur les bénéfices							(591)	(483)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(130)	(97)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							1 420	1 210

Total de l'actif

(non vérifié)(en millions de dollars)	30 septembre 2009	31 décembre 2008
Pipelines	28 895	25 020
Énergie	12 078	12 006
Siège social	4 793	3 909
	45 766	40 935

4. Dette à long terme

Le 20 octobre 2009, la société a annulé des débentures à 10,625 % d'un montant de 250 millions de dollars.

En avril 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable canadien de mars 2007, échu en avril 2009, qui lui avait permis d'émettre au Canada des billets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars. Aucune émission n'a été effectuée aux termes de ce prospectus préalable.

En février 2009, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé en mars 2007.

En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé en janvier 2009, aux termes duquel la société dispose d'une capacité résiduelle de 1,0 milliard de dollars US.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 113 millions de dollars et 230 millions de dollars (38 millions de dollars et 97 millions de dollars pour les périodes respectives de 2008) relativement aux projets d'investissement.

5. Capital-actions

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, TCPL a émis respectivement 47,6 millions et 51,5 millions d'actions ordinaires (32,7 millions et 36,1 millions d'actions ordinaires pour les périodes respectives de 2008) en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit de respectivement 1,6 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars et 1,4 milliard de dollars pour les périodes respectives de 2008).

6. Instruments financiers et gestion des risques

TCPL continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de crédit lié aux contreparties et de liquidité auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de crédit lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait principalement à la valeur comptable, qui se rapproche de la juste valeur, des actifs financiers non dérivés, tels que les débiteurs, ainsi qu'à la juste valeur des actifs dérivés. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 septembre 2009, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou représentant une perte de valeur.

Une certaine incertitude persiste sur les marchés financiers mondiaux, et TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à de telles contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence de son exposition au risque de marché sur ses positions liquides ouvertes. La VaR représente la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel déterminé. Elle est calculée en présumant d'un

intervalle de confiance de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative. La VaR consolidée de TCPL était de 14 millions de dollars au 30 septembre 2009 (23 millions de dollars au 31 décembre 2008). Le recul depuis le 31 décembre 2008 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Stocks de gaz naturel

Au 30 septembre 2009, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 73 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2008).

La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 a donné lieu respectivement à un gain non réalisé net de respectivement 16 millions de dollars avant les impôts et à une perte non réalisée nette de 13 millions de dollars avant les impôts (pertes non réalisées de 108 millions de dollars et de 6 millions de dollars pour les périodes respectives de 2008), lesquels ont été constatés dans les produits et les stocks. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à une perte non réalisée nette de 2 millions de dollars avant les impôts et à un gain non réalisé net de 7 millions de dollars avant les impôts (gain non réalisé de 106 millions de dollars et perte non réalisée de 1 million de dollars pour les périodes respectives de 2008), montants qui ont été constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars américains pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 septembre 2009, la société avait désigné, en tant que couverture de son investissement net, des titres d'emprunt libellés en dollars américains ayant une valeur comptable de 8,1 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 9,2 milliards de dollars (8,6 milliards de dollars US). Au 30 septembre 2009, un montant de 51 millions de dollars a été inclus dans les autres actifs pour la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars américains de la société dans des établissements étrangers.

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

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	30 septembre 2009		31 décembre 2008	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾	40	1 650 US	(218)	1 650 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2009 à 2010) ⁽²⁾	7	635 US	(42)	2 152 US
Options en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾	4	400 US	6	300 US
	51	2 685 US	(254)	4 102 US

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

(2) Au 30 septembre 2009.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 septembre 2009		31 décembre 2008	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 385	2 385	1 300	1 300
Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾	983	983	1 404	1 404
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 631	1 631	1 529	1 529
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	27	27
	5 022	5 022	4 260	4 260
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 324	1 324	1 702	1 702
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 590	1 590	1 364	1 364
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 757	2 757	1 821	1 821
Intérêts courus	349	349	361	361
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	18 469	21 388	17 367	16 152
Dette à long terme des coentreprises	1 090	1 149	1 076	1 052
	25 579	28 557	23 691	22 452

(1) Le bénéfice net consolidé revenant aux actionnaires ordinaires en 2009 et en 2008 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des ajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

(2) Au 30 septembre 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 834 millions de dollars (1 257 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les débiteurs et de 172 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les autres actifs.

(3) Constatés au coût après amortissement.

(4) Au 30 septembre 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 588 millions de dollars (1 342 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les créditeurs et de 2 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

30 septembre 2009

(non vérifié)

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	126 \$	129 \$	4 \$	4 \$	35 \$
Passifs	(71)\$	(134)\$	(3)\$	(64)\$	(81)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	9 876	204	180	-	-
Ventes	9 718	171	228	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	699
En dollars US	-	-	-	426 US	1 425 US
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009	(8)\$	21 \$	(1)\$	2 \$	(7)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	11 \$	(4)\$	1 \$	4 \$	20 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009	23 \$	(43)\$	1 \$	11 \$	(5)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	53 \$	(56)\$	-	28 \$	(14)\$
Dates d'échéance	2009-2014	2009-2014	2009-2010	2009-2012	2009-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	229 \$	2 \$	-	-	6 \$
Passifs	(154)\$	(15)\$	-	(36)\$	(67)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 597	24	-	-	-
Ventes	14 806	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	-	1 825 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009	30 \$	(8)\$	-	-	(10)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	108 \$	(28)\$	-	-	(27)\$
Dates d'échéance	2009-2015	2009-2012	s.o.	2009-2013	2010-2020

- (1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.
- (2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 6 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, à respectivement 1 million de dollars et 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au troisième trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 comprenait des gains de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2008*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	4 035	172	410	-	-
Ventes	5 491	162	252	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	1 016
En dollars US	-	-	-	479 US	1 575 US
En yens japonais (en milliards)	-	-	-	4,3 YJ	-
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2008	5 \$	(1)\$	-	-	5 \$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008	-	(12)\$	-	(7)\$	3 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2008	12 \$	(11)\$	-	2 \$	2 \$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008	21 \$	(6)\$	-	12 \$	12 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	2009	2009-2012	2009-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	115 \$	-	-	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	-	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	8 926	9	-	-	-
Ventes	13 113	-	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	50
En dollars US	-	-	-	15 US	1 475 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2008	14 \$	(1)\$	-	-	(2)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008	(24)\$	18 \$	-	-	(4)\$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	s.o.	2009-2013	2009-2019

- (1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- (2) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.
- (3) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (4) Au 31 décembre 2008.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 50 millions de dollars et 50 millions de dollars US au 31 décembre 2008. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les gains réalisés nets sur la juste valeur des couvertures se sont élevés respectivement à 1 million de dollars et à 1 million de dollars, montants constatés dans les intérêts débiteurs. Au troisième trimestre de 2008, la société n'a constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 comprenait des gains de respectivement 7 millions de dollars et 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 septembre 2009	31 décembre 2008
Exigibles		
Autres actifs à court terme	370	318
Créditeurs	(359)	(298)
À long terme		
Autres actifs	216	191
Montants reportés	(266)	(694)

7. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Coût des services rendus au cours de la période	11	13	-	-
Intérêts débiteurs	22	20	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(24)	(23)	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	4	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	12	15	3	3

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Coût des services rendus au cours de la période	34	38	1	1
Intérêts débiteurs	67	59	6	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(75)	(69)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	4	13	2	2
Amortissement des coûts au titre des services passés	3	3	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	33	44	9	9

8. Acquisitions et cessions

Le 14 août 2009, TCPL a acheté la participation restante de 20 % de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 553 millions de dollars US et de la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de dollars US. Cette acquisition a porté à 100 % la participation de TCPL dans Keystone. Le prix d'achat tient compte des apports de capitaux versés jusqu'ici par ConocoPhillips et inclut une provision pour les fonds utilisés pendant la construction. TCPL a commencé à consolider intégralement les résultats de Keystone avec ceux du secteur des pipelines au moment de l'acquisition.

Le 1^{er} juillet 2009, TCPL a vendu le pipeline North Baja à PipeLines LP. Dans le cadre l'opération, TCPL a convenu de modifier ses droits de distribution incitatifs auprès de PipeLines LP. La contrepartie totale remise à TCPL par PipeLines LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait 200 millions de dollars US sous forme d'encaisse et 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. PipeLines LP a financé cette opération en prélevant 170 millions de dollars US sur sa facilité de crédit bancaire confirmée de 250 millions de dollars US. À la suite de l'opération, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 42,6 %. La participation accrue de TCPL dans PipeLines LP a donné lieu à une réduction des participations sans contrôle et à une augmentation du surplus d'apport.

9. Engagements, garanties et éventualités

Engagements

Le 14 août 2009, la société a acheté le reste de la participation de ConocoPhillips dans Keystone. Par conséquent, TCPL a assumé la part de ConocoPhillips de l'investissement de capitaux requis pour terminer le projet, ce qui devrait se traduire par un engagement supplémentaire d'environ 1,7 milliard de dollars US d'ici la fin de 2012.

Garanties

Par suite de l'acquisition de la participation restante dans Keystone, le risque éventuel pour la société découlant des garanties des entités qu'elle détient en partie a été réduit d'environ 305 millions de dollars pour passer à 678 millions de dollars depuis le 31 décembre 2008.

Éventualités

Les montants reçus au cours d'une année conformément au mécanisme de prix plancher de Bruce B doivent être remboursés si les prix sur le marché au comptant pour le reste de l'année visée sont supérieurs au prix plancher. TCPL prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2009 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits pour les neuf premiers mois de 2009 ne devrait être remboursable.

10. Événements postérieurs à la date du bilan

Les événements postérieurs ont été évalués jusqu'à la date de diffusion possible des états financiers, soit le 3 novembre 2009.

11. Opérations entre apparentés

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à recevoir de TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Dates d'échéance	2009	Taux d'intérêt	2008	Taux d'intérêt
		Encours au 30 septembre		Encours au 31 décembre	
Billets à ordre	2009	1 611	0,6 %	1 529	2,1 %
Billets à escompte		20		-	
		<u>1 631</u>		<u>1 529</u>	

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à rembourser à TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Dates d'échéance	2009	Taux d'intérêt	2008	Taux d'intérêt
		Encours au 30 septembre		Encours au 31 décembre	
Facilité de crédit	2009	1 708	1,3 %	1 621	5,3 %
Facilité de crédit ⁽¹⁾		1 049	2,3 %	200	4,8 %
		<u>2 757</u>		<u>1 821</u>	

(1) Cette facilité a été portée de 500 millions de dollars à 1,5 milliard de dollars en juin 2009.

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

Relations avec les investisseurs, au 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 : Terry Cunha/Cecily Dobson au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

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