

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 31 octobre 2011, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non audités ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011. En 2011, la société dressera ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») et qui sont décrits plus en détail sous la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2010 de TCPL pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. 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 au www.sedar.com, sous le profil de TransCanada PipeLines Limited. 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. Les termes abrégés et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2010 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, des projets 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, coûts, calendriers (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement) et résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que de l'incidence prévue d'engagements futurs et de passifs éventuels, y compris les coûts futurs de cessation d'exploitation. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, l'issue de litiges et de procédures d'arbitrage, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des

pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et à des incertitudes, y compris les risques importants présentés plus en détail sous la rubrique « Instruments financiers et gestion des risques » du présent rapport de gestion, qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient varier considérablement de ceux anticipés. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement indiquée, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TCPL utilise les mesures « résultat comparable », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (« BAI »), « BAI comparable », « intérêts débiteurs comparables », « intérêts créditeurs et autres comparables », « impôts sur le bénéfice comparables » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR. 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. Ces 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 et est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et pour mieux évaluer les tendances dans les actifs individuels. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux 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 et est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable, le BAI comparable, les intérêts débiteurs comparables, les intérêts créditeurs et autres comparables et les impôts sur le bénéfice comparables comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA, le BAI, les intérêts débiteurs, les intérêts créditeurs et autres et la charge d'impôts 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 jugement pour choisir les postes à exclure du calcul de ces mesures non

conformes aux PCGR, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains ajustements de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques, des 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 et des réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

La société a recours à des activités de gestion des risques afin de réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels elle est exposée. Les activités de gestion des risques, que TCPL exclut du résultat comparable, constituent des instruments de couverture économique efficaces, mais elles ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et, par conséquent, les variations de leur juste valeur sont imputées au bénéfice net de chaque période. Les gains ou les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de ces contrats dérivés et des stocks de gaz naturel ne sont pas jugés comme étant représentatifs des opérations sous-jacentes au cours de la période courante ou de la marge positive qui sera réalisée au moment du règlement. Par conséquent, ces montants ont été exclus de la détermination du résultat comparable.

Le tableau ci-dessous fait état du rapprochement de ces mesures non conformes aux PCGR et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour la période visée.

La direction se sert des fonds provenant de l'exploitation, qui représentent les rentrées nettes provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation, pour évaluer de manière plus précise les flux de trésorerie d'exploitation consolidés, exception faite des fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté dans le tableau « Fonds provenant de l'exploitation », sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Pour les trimestres clos
les 30 septembre
(non audité)

	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
BAlIA comparable	721	714	156	-	399	311	(18)	(18)	1 258	1 007
Amortissement	(247)	(232)	(38)	-	(101)	(94)	(3)	-	(389)	(326)
BAlI comparable	474	482	118	-	298	217	(21)	(18)	869	681
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(269)	(173)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(13)	(13)
Intérêts créditeurs et autres comparables									(5)	27
Impôts sur le bénéfice comparables									(140)	(115)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(26)	(23)
Dividendes sur les actions privilégiées									(6)	(6)
Résultat comparable									410	378
Poste particulier (déduction faite des impôts) :										
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾									(33)	3
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									377	381

Pour les trimestres clos les 30 septembre
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
Intérêts débiteurs comparables	(269)	(173)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	2	-
Intérêts débiteurs	(267)	(173)
Intérêts créditeurs et autres comparables	(5)	27
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	(39)	-
Intérêts créditeurs et autres	(44)	27
Impôts sur le bénéfice comparables	(140)	(115)
Poste particulier :		
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques ⁽¹⁾	14	(1)
Charge d'impôts	(126)	(116)

⁽¹⁾ Pour les trimestres clos les 30 septembre
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :		
Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(3)	(3)
Instruments dérivés des installations énergétiques au Canada	(3)	-
Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes	(4)	7
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt	2	-
Instruments dérivés visant le change	(39)	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	14	(1)
Activités de gestion des risques	(33)	3

Pour les périodes de neuf
mois closes
les 30 septembre
(non audité)
(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
BAlIA comparable	2 228	2 178	408	-	1 043	824	(57)	(66)	3 622	2 936
Amortissement	(735)	(736)	(95)	-	(298)	(274)	(10)	-	(1 138)	(1 010)
BAlII comparable	1 493	1 442	313	-	745	550	(67)	(66)	2 484	1 926
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(770)	(565)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(40)	(44)
Intérêts créditeurs et autres comparables									52	33
Impôts sur le bénéfice comparables									(450)	(286)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(79)	(65)
Dividendes sur les actions privilégiées									(17)	(17)
Résultat comparable									1 180	982
Poste particulier (déduction faite des impôts) :										
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾									(47)	(19)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									1 133	963

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
Intérêts débiteurs comparables	(770)	(565)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	2	-
Intérêts débiteurs	(768)	(565)
Intérêts créditeurs et autres comparables	52	33
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	(40)	-
Intérêts créditeurs et autres	12	33
Impôts sur le bénéfice comparables	(450)	(286)
Poste particulier :		
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques ⁽¹⁾	22	11
Charge d'impôts	(428)	(275)

⁽¹⁾ Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :		
Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(15)	(22)
Instruments dérivés des installations énergétiques au Canada	(3)	-
Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes	(13)	(8)
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt	2	-
Instruments dérivés visant le change	(40)	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	22	11
Activités de gestion des risques	(47)	(19)

Résultats d'exploitation consolidés

Résultats du troisième trimestre

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2011 s'est établi à 410 millions de dollars comparativement au chiffre de 378 millions de dollars inscrit pour la même période en 2010. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2011 ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de 33 millions de dollars après les impôts (47 millions de dollars avant les impôts) (gains de 3 millions

de dollars après les impôts et de 4 millions de dollars avant les impôts en 2010) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable s'est accru de 32 millions de dollars au troisième trimestre de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010, et il tenait compte de ce qui suit :

- la diminution du BAII comparable du secteur des gazoducs, qui est principalement attribuable à la baisse du résultat du réseau de l'Alberta en raison des répercussions sur neuf mois du règlement de 2010 pour le réseau de l'Alberta constatées au troisième trimestre de 2010 et de l'incidence négative du fléchissement du dollar US sur les activités aux États-Unis, annulée en partie par les résultats supplémentaires provenant de Bison et de Guadalajara, mis en service respectivement en janvier 2011 et en juin 2011;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater les résultats de Keystone en février 2011;
- l'accroissement du BAII comparable du secteur de l'énergie, surtout en raison de la majoration des prix réalisés pour l'électricité des installations énergétiques de l'Ouest et les résultats supplémentaires attribuables à la mise en service de Halton Hills en septembre 2010 et de Coolidge en mai 2011, annulé en partie par le recul des volumes et des prix pour les installations énergétiques aux États-Unis et la baisse des produits au sein du secteur de stockage de gaz naturel;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable avant tout à une baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service de Keystone, de Halton Hills et de Coolidge, contrée en partie par l'incidence positive d'une devise américaine moins forte sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- le recul des intérêts créditeurs et autres comparables, qui comprennent des pertes réalisées en 2011, comparativement à des gains en 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables principalement en raison de la hausse du résultat avant les impôts en 2011 comparativement à 2010.

Au troisième trimestre de 2011, le bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle de TCPL s'est chiffré à 383 millions de dollars alors que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 377 millions de dollars, comparativement aux chiffres de respectivement 387 millions de dollars et 381 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2010.

Résultats de la période de neuf mois

Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2011 a été de 1 180 millions de dollars comparativement à 982 millions de dollars pour la même période en 2010. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2011 ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de 47 millions de dollars après les impôts (69 millions de dollars avant les impôts) (pertes de 19 millions de dollars après les impôts (30 millions de dollars avant les impôts) en 2010) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable s'est accru de 198 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010 et il tenait compte de ce qui suit :

- l'accroissement du BAII du secteur des gazoducs surtout en raison des résultats supplémentaires provenant de Bison et de Guadalajara, mis en service respectivement en janvier 2011 et en juin 2011, le recul des frais généraux et frais d'administration et la hausse du résultat provenant du réseau principal au Canada, contré en partie par l'incidence négative du fléchissement du dollar US;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater les résultats de Keystone en février 2011;
- la hausse du BAII du secteur de l'énergie, surtout en raison des prix de l'électricité plus forts réalisés pour l'ensemble des installations énergétiques de l'Ouest, des résultats supplémentaires provenant de la mise en service de Halton Hills en septembre 2010, de Coolidge en mai 2011 et de la deuxième étape du projet éolien Kibby en octobre 2010 ainsi que de l'accroissement des volumes et la diminution des charges d'exploitation compte tenu du nombre réduit de jours d'arrêt d'exploitation et des prix réalisés supérieurs à Bruce A, annulée en partie par le recul des prix réalisés et la baisse des volumes à Bruce B ainsi que par la diminution des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et de tiers;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable avant tout à une baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service de Keystone et de Halton Hills, contrée en partie par l'incidence positive d'une devise américaine moins forte sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- l'accroissement des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des gains réalisés supérieurs en 2011, comparativement à 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables principalement en raison de la hausse du résultat avant les impôts en 2011, comparativement à 2010, et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice favorables supérieurs en 2010.

Pour les neuf premiers mois de 2011, le bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle de TCPL s'est chiffré à 1 150 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 1 133 millions de dollars, comparativement à respectivement 980 millions de dollars et 963 millions de dollars inscrits pour la même période en 2010.

Les résultats financiers du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 sont abordés plus en détail sous les rubriques « Gazoducs », « Oléoducs », « Énergie » et « Autres postes de l'état des résultats » du présent rapport de gestion.

Soldes libellés en dollars US

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur les activités aux États-Unis est en partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. L'exposition nette avant les impôts qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire davantage l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change entre le dollar CA et la devise américaine. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, le taux de change moyen du dollar CA par rapport au dollar US s'est chiffré à respectivement 0,98 et 0,98 (respectivement 1,04 et 1,04 en 2010).

Sommaire des principaux montants libellés en dollars US

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollar US, avant les impôts)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
BII comparable des gazoducs aux États-Unis ⁽¹⁾	173	149	597	522
BII comparable des oléoducs aux États-Unis ⁽¹⁾	78	-	210	-
BII comparable des installations énergétiques aux États-Unis ⁽¹⁾	63	83	160	164
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(187)	(175)	(549)	(497)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	21	78	93	211
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(48)	(39)	(143)	(120)
	100	96	368	280

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le BII comparable.

Gazoducs

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 474 millions de dollars et à 1 493 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, alors qu'il avait été de 482 millions de dollars et de 1 442 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2010.

Résultats du secteur des gazoducs

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	264	257	796	785
Réseau de l'Alberta	191	197	557	548
Foothills	31	34	96	102
Autres (TQM, Ventures LP)	13	12	38	39
BAIIA comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	499	500	1 487	1 474
Amortissement	(181)	(167)	(542)	(535)
BAII comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	318	333	945	939
Gazoducs aux États-Unis (en dollars US)				
ANR	58	64	239	238
GTN ⁽²⁾	29	42	105	125
Great Lakes ⁽³⁾	26	26	81	83
PipeLines LP ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	26	26	76	73
Iroquois	15	16	50	51
Bison ⁽²⁾⁽⁶⁾	8	-	35	-
Portland ⁽⁵⁾⁽⁷⁾	2	1	15	12
International (Tamazunchale, Guadalajara, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY) ⁽⁸⁾	27	10	52	34
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁹⁾	(2)	(16)	(6)	(25)
Participations sans contrôle ⁽⁵⁾	52	42	148	124
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	241	211	795	715
Amortissement	(68)	(62)	(198)	(193)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	173	149	597	522
Change	(3)	8	(12)	22
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars CA)	170	157	585	544
BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs⁽¹⁾	(14)	(8)	(37)	(41)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	474	482	1 493	1 442
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	721	714	2 228	2 178
Amortissement	(247)	(232)	(735)	(736)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	474	482	1 493	1 442

(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 et le BAII comparable.

(2) Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TCPL au 3 mai 2011 et de 100 % avant cette date.

(3) Ces données représentent la participation directe de 53,6 % de TCPL.

- (4) Le 3 mai 2011, la participation de TCPL dans PipeLines LP a diminué pour passer de 38,2 % à 33,3 %. Par conséquent, les résultats de PipeLines LP comprennent la participation réduite de TCPL dans PipeLines LP et la participation réelle de TCPL par le truchement de la participation de 8,3 % de PipeLines LP dans GTN et dans Bison depuis le 3 mai 2011.
- (5) Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable pour les tronçons de PipeLines LP et de Portland n'appartenant pas à TCPL.
- (6) Ces données comprennent l'exploitation de Bison depuis le 14 janvier 2011.
- (7) Ces données représentent la participation de 61,7 % de TCPL.
- (8) Ces données comprennent l'exploitation de Guadalajara depuis le 15 juin 2011.
- (9) Ces données représentent les frais généraux et les frais d'administration et de soutien liés à certains pipelines de TCPL.

Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Réseau principal au Canada	61	66	186	196
Réseau de l'Alberta	51	70	149	145
Foothills	6	7	18	20

Gazoducs au Canada

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de respectivement 5 millions de dollars et 10 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2010, régression provenant surtout d'une réduction du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA »), que l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a fixé à 8,08 % en 2011 contre 8,52 % en 2010, ainsi que d'une baisse de la base tarifaire moyenne. La réduction du RCA et de la base tarifaire moyenne a été annulée en partie par des revenus incitatifs supérieurs en 2011.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 51 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2011 et à 149 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, contre respectivement 70 millions de dollars et 145 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2010. Le recul du bénéfice net au troisième trimestre de 2011 par rapport à 2010 tient surtout à l'approbation réglementaire et à la constatation du règlement négocié visant le réseau de l'Alberta en septembre 2010, qui prévoit un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % depuis le 1^{er} janvier 2010. La progression du bénéfice net au cours des neuf premiers mois de 2011 comparativement à 2010 provient en majeure partie des revenus incitatifs supérieurs.

Le BAIIA comparable du réseau principal au Canada, à respectivement 264 millions de dollars et 796 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, a progressé de 7 millions de dollars et de 11 millions de dollars comparativement à chacune des périodes respectives de 2010. Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 191 millions de dollars au troisième trimestre de 2011 et à 557 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, alors qu'il avait été de respectivement 197 millions de dollars et 548 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2010. Le BAIIA du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta tient compte des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des éléments transférés qui n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net.

Gazoducs aux États-Unis

Le BAIIA comparable d'ANR, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, a été de respectivement 58 millions de dollars US et 239 millions de dollars US, alors qu'il s'était chiffré à respectivement 64 millions de dollars US et 238 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2010. La baisse accusée au troisième trimestre de 2011 s'explique surtout par

l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. La progression constatée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 est principalement attribuable à l'augmentation des produits de transport et de stockage, à un règlement conclu avec une contrepartie et à l'accroissement des ventes de produits de base connexes, annulée en partie par la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le BAIIA comparable de GTN pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 a été de respectivement 29 millions de dollars US et 105 millions de dollars US, comparativement à 42 millions de dollars US et à 125 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2010. Les reculs s'expliquent surtout par le fait que TCPL a vendu sa participation de 25 % dans GTN à PipeLines LP en mai 2011.

Le gazoduc Bison a été mis en service le 14 janvier 2011. La quote-part de TCPL du BAIIA comparable s'est établie à respectivement 8 millions de dollars US et 35 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011. Le BAIIA tient compte de la participation de 75 % de TCPL dans le gazoduc Bison à la suite de la vente à PipeLines LP d'une participation de 25 % dans ce gazoduc en mai 2011 et d'une participation de 100 % avant cette date.

Pour le reste des gazoducs aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi à 146 millions de dollars US et à 416 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, contre 105 millions de dollars US et 352 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2010. Les progressions sont surtout dues au résultat du gazoduc Guadalajara, mis en service le 15 juin 2011, à la compression des frais généraux et des frais d'administration et de soutien, ainsi qu'à un accroissement des participations sans contrôle en raison de la vente à PipeLines LP d'une participation de 25 % dans GTN et dans Bison en mai 2011.

Amortissement

Par rapport aux périodes correspondantes de 2010, l'amortissement des gazoducs a progressé de 15 millions de dollars et a reculé de 1 million de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011. La progression enregistrée au troisième trimestre découle principalement d'un ajustement lié à l'approbation réglementaire et à la constatation du règlement négocié visant le réseau de l'Alberta en septembre 2010, qui prévoit une réduction du taux d'amortissement composé en date du 1^{er} janvier 2010, et de l'amortissement supplémentaire pour Bison et Guadalajara, en partie contrebalancée par l'incidence du fléchissement du dollar US.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, la perte au titre du BAIIA comparable s'est accrue de 6 millions de dollars et a diminué de 4 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, comparativement aux périodes correspondantes de 2010. Les coûts d'expansion des affaires ont augmenté au troisième trimestre de 2011 comparativement au troisième trimestre de 2010, principalement en raison de l'intensification, en 2011, des travaux dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska. Le recul des coûts d'expansion des affaires pour les neuf premiers mois de 2011 est principalement attribuable au remboursement, par l'État de l'Alaska, de 90 % des coûts de projet admissibles depuis le 31 juillet 2010, alors que le pourcentage de remboursement n'était que de 50 % avant cette date. Les frais imputables au projet ainsi que les remboursements sont partagés proportionnellement avec ExxonMobil, l'associé de TCPL dans la coentreprise du projet de gazoduc de l'Alaska. Le recul des coûts d'expansion des affaires au cours des neuf premiers mois de 2011 a été en partie contré par les droits imputés par l'ONÉ en

mars 2011 afin de recouvrer la quote-part revenant à l'Aboriginal Pipeline Group des coûts liés aux audiences au sujet du gazoduc de la vallée du Mackenzie.

Données sur l'exploitation

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Foothills		ANR ⁽³⁾	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	6 250	6 518	5 017	4 986	611	661	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)								
Total	1 474	1 191	2 580	2 535	948	1 054	1 276	1 171
Moyenne quotidienne	5,4	4,4	9,5	9,3	3,5	3,9	4,7	4,3

(1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et en Saskatchewan ont totalisé 912 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (927 Gpi³ en 2010), pour une moyenne quotidienne de 3,3 Gpi³ (3,4 Gpi³ en 2010).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 2 643 Gpi³ (2 619 Gpi³ en 2010) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, pour une moyenne quotidienne de 9,7 Gpi³ (9,6 Gpi³ en 2010).

(3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR puisque ce réseau est exploité conformément à des modèles à tarification fixe approuvés par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Oléoducs

Pour le trimestre et la période de huit mois clos le 30 septembre 2011, la société a constaté un BAII comparable de respectivement 118 millions de dollars et 313 millions de dollars relativement au secteur des oléoducs. Au début de février 2011, à la suite de la décision de l'ONÉ de lever la restriction relative à la pression d'exploitation maximale pour le tronçon ayant fait l'objet d'une conversion, la société a commencé à constater le BAIIA pour le tronçon de Wood River/Patoka de l'oléoduc Keystone. La mise en service du prolongement de Cushing a eu lieu au même moment.

Résultats du secteur des oléoducs

Pour la période du 1 ^{er} février au 30 septembre (non audité)(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2011	Période de huit mois close le 30 septembre 2011
BAIIA comparable du secteur des oléoducs au Canada⁽¹⁾	56	146
Amortissement	(14)	(36)
BAII comparable du secteur des oléoducs au Canada⁽¹⁾	42	110
BAIIA comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars US)	102	270
Amortissement	(24)	(60)
BAII comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽¹⁾ Change	78 (1)	210 (5)
BAII comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars CA)	77	205
BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur des oléoducs⁽¹⁾	(1)	(2)
BAII comparable du secteur des oléoducs⁽¹⁾	118	313
Sommaire :		
BAIIA comparable du secteur des oléoducs⁽¹⁾	156	408
Amortissement	(38)	(95)
BAII comparable du secteur des oléoducs⁽¹⁾	118	313

⁽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 et le BAII comparable.

Données sur l'exploitation

Pour la période du 1 ^{er} février au 30 septembre (non audité)	Trimestre clos le 30 septembre 2011	Période de huit mois close le 30 septembre 2011
Volumes livrés (en milliers de barils) ⁽¹⁾ :		
Total	39 696	92 329
Moyenne quotidienne	431	382

⁽¹⁾ Les volumes de livraison tiennent compte des livraisons effectuées.

Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 298 millions de dollars et à 745 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, contre respectivement 217 millions de dollars et 550 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2010.

Résultats du secteur de l'énergie

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	152	45	346	172
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	76	56	227	154
Bruce Power	86	89	219	199
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(14)	(28)	(29)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽³⁾	303	176	764	496
Amortissement	(72)	(61)	(208)	(179)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada⁽³⁾	231	115	556	317
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
Installations énergétiques du Nord-Est ⁽⁴⁾	100	117	270	268
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(6)	(29)	(24)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾	90	111	241	244
Amortissement	(27)	(28)	(81)	(80)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾	63	83	160	164
Change	-	3	(3)	6
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾ (en dollars CA)	63	86	157	170
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	14	28	66	101
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(1)	(2)	(6)	(6)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽³⁾	13	26	60	95
Amortissement	(3)	(3)	(11)	(11)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽³⁾	10	23	49	84
BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur de l'énergie⁽³⁾	(6)	(7)	(17)	(21)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	298	217	745	550
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	399	311	1 043	824
Amortissement	(101)	(94)	(298)	(274)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	298	217	745	550

(1) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(2) Ces données comprennent Halton Hills depuis septembre 2010.

(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 comparable et le BAII comparable.

(4) Ces données comprennent les installations de la deuxième étape du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

Installations énergétiques au Canada

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

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	326	168	787	534
Installations énergétiques de l'Est	119	85	350	217
Autres ⁽³⁾	15	27	56	64
	460	280	1 193	815
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(157)	(109)	(401)	(314)
Autres ⁽⁴⁾	(4)	(12)	(13)	(24)
	(161)	(121)	(414)	(338)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(71)	(58)	(206)	(151)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(14)	(28)	(29)
BAIIA comparable⁽¹⁾	217	87	545	297
Amortissement	(43)	(33)	(123)	(102)
BAII comparable⁽¹⁾	174	54	422	195

(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 et le BAII comparable.

(2) Ces données comprennent Coolidge et Halton Hills depuis respectivement mai 2011 et septembre 2010.

(3) Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et de noir de carbone thermique. Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente de gaz naturel aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est sont présentés en tant que montant net dans les autres produits.

(4) Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.

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

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	630	572	1 937	1 751
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	1 014	661	2 862	1 485
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ⁽³⁾	2 074	2 641	6 034	7 755
Autres achats	352	89	728	311
	4 070	3 963	11 561	11 302
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	2 474	2 526	6 781	7 368
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	1 014	660	2 862	1 500
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	582	777	1 918	2 434
	4 070	3 963	11 561	11 302
Capacité disponible des centrales⁽⁴⁾				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾⁽⁵⁾	98 %	94 %	97 %	94 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾⁽⁶⁾	96 %	98 %	96 %	97 %

(1) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(2) Ces données comprennent Halton Hills depuis septembre 2010.

(3) Aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2011.

(4) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

(5) Ces données excluent les installations qui fournissent de l'électricité à TCPL aux termes de CAE.

(6) La centrale de Bécancour ne fait pas partie du calcul de la capacité disponible, car la production d'électricité y est suspendue depuis 2008.

Au troisième trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est élevé à 152 millions de dollars et les produits des ventes d'électricité ont été de 326 millions de dollars, soit respectivement 107 millions de dollars et 158 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la période correspondante de 2010. Ces hausses proviennent avant tout de la progression des prix réalisés pour l'électricité en Alberta ainsi que des résultats supplémentaires de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011 aux termes d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») de 20 ans. Certains arrêts d'exploitation combinés à une augmentation de la demande ont fait bondir de 164 % les prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta, où ils ont atteint 95 \$ le mégawatt-heure (« MWh ») au troisième trimestre de 2011, comparativement à 36 \$ le MWh au troisième trimestre de 2010.

Pour les neuf premiers mois de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 346 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 787 millions de dollars, soit respectivement 174 millions de dollars et 253 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la période correspondante de 2010. Ces hausses tiennent surtout à l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble ainsi qu'aux résultats supplémentaires de Coolidge.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait des produits à recevoir de respectivement 48 millions de dollars et 99 millions de dollars de la CAE de Sundance A, dont les produits et les coûts ont été

constatés comme si les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A étaient des interruptions de l'approvisionnement aux termes de la CAE. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur l'arrêt d'exploitation à Sundance A.

Comparativement aux périodes correspondantes de 2010, les achats de produits de base revendus ont augmenté de respectivement 48 millions de dollars et 87 millions de dollars pour atteindre respectivement 157 millions de dollars et 401 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, du fait des volumes supérieurs à Sheerness, d'une hausse des coûts par MWh liés à la CAE et de l'accroissement des ventes directes aux clients.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est, à respectivement 76 millions de dollars et 227 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 a progressé de respectivement 20 millions de dollars et 73 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2010. Les produits des ventes d'électricité ont totalisé 119 millions de dollars et 350 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, soit respectivement 34 millions de dollars et 133 millions de dollars de plus que pour les périodes correspondantes de 2010. Ces hausses découlent principalement des résultats supplémentaires de la centrale de Halton Hills, qui a été mise en service en septembre 2010.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont respectivement élevés à 71 millions de dollars et à 206 millions de dollars, soit une hausse de 13 millions de dollars et de 55 millions de dollars comparativement aux chiffres enregistrés pour les périodes correspondantes de 2010. Ces augmentations découlent avant tout du combustible supplémentaire utilisé à Halton Hills.

Comparativement aux périodes correspondantes de 2010, l'amortissement s'est accru de 10 millions de dollars et de 21 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, et ce, en raison de l'amortissement supplémentaire pour Halton Hills et Coolidge.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction des portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est vendue sur le marché au comptant en cas d'arrêt d'exploitation imprévu. La quantité globale des volumes vendus sur le marché au comptant dépend en outre de la possibilité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts si elles devaient être obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 81 % des volumes des ventes d'électricité des installations de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au troisième trimestre de 2011, comparativement à 76 % au troisième trimestre de 2010. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour les volumes d'électricité non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, au 30 septembre 2011, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 2 300 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le quatrième trimestre de 2011 et 7 700 GWh pour 2012.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à long terme. La totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est aux troisièmes trimestres de 2011 et de 2010 l'a été aux termes de contrats, ce qui devrait continuer d'être le cas pour le reste de 2011 et en 2012.

Résultats de Bruce Power

(Quote-part de TCPL) (non audité) (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits ⁽¹⁾	221	212	636	634
Charges d'exploitation	(135)	(123)	(417)	(435)
BAIIA comparable⁽²⁾	86	89	219	199
BAIIA comparable de Bruce A⁽²⁾	33	35	99	58
BAIIA comparable de Bruce B⁽²⁾	53	54	120	141
BAIIA comparable⁽²⁾	86	89	219	199
Amortissement	(29)	(28)	(85)	(77)
BAII comparable⁽²⁾	57	61	134	122
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	97 %	92 %	98 %	77 %
Bruce B	94 %	88 %	88 %	90 %
Capacité cumulée de Bruce Power	95 %	89 %	91 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	-	-	5	60
Bruce B	19	7	92	54
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	4	7	13	55
Bruce B	-	28	24	34
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 489	1 446	4 425	3 556
Bruce B	2 111	2 003	5 903	6 102
	3 600	3 449	10 328	9 658
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	66 \$	65 \$	66 \$	65 \$
Produits de Bruce B ⁽³⁾	53 \$	57 \$	54 \$	58 \$
Produits cumulés de Bruce Power	57 \$	60 \$	58 \$	60 \$

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A, soit 7 millions de dollars et 21 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 (7 millions de dollars et 21 millions de dollars en 2010).

(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 comparable et le BAII comparable.

(3) Ces données comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher, pour la production réputée, y compris les volumes associés, et aux règlements de contrat.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est repliée de 2 millions de dollars pour se chiffrer à 33 millions de dollars au troisième trimestre de 2011, par rapport au chiffre de 35 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2010, en raison de l'accroissement des coûts d'exploitation, en partie freiné par la progression des produits tirés de volumes supérieurs et par la hausse des prix réalisés.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B a reculé de 1 million de dollars pour s'établir à 53 millions de dollars au troisième trimestre de 2011, alors qu'elle avait été de 54 millions de dollars au troisième trimestre de 2010, en raison d'une progression des produits tirés de volumes supérieurs qui a été inversée par une baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est accrue de 41 millions de dollars pour atteindre 99 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, par rapport à la période correspondante de 2010, principalement du fait de l'accroissement des volumes et de la baisse des coûts d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux. Les résultats de la période de neuf mois close le 30 septembre 2010 comprenaient un paiement versé par Bruce B à Bruce A relativement à des modifications apportées en 2009 à un accord à long terme conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). L'incidence positive nette reflétait le pourcentage supérieur de la participation de TCPL dans Bruce A.

Par rapport à la période correspondante de 2010, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 21 millions de dollars pour s'établir à 120 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011. Le repli a pour principales causes la baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés, ainsi qu'une baisse des volumes et un accroissement des coûts d'exploitation en raison d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation. Les résultats de Bruce B pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2010 comprenaient le paiement susmentionné versé à Bruce A au premier trimestre de 2010.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du troisième trimestre de 2011 a été vendue au prix fixe de 66,33 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 64,71 \$ le MWh au troisième trimestre de 2010. Également aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 50,18 \$ le MWh au troisième trimestre de 2011 et de 48,96 \$ le MWh au troisième trimestre de 2010. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix moyen mensuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Pour ce qui est de 2011, TCPL prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants inscrits dans les produits au cours des neuf premiers mois de 2011 ne devrait être remboursé.

Bruce B conclut des contrats de vente à prix fixe selon lesquels Bruce B reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Le prix réalisé de Bruce B a diminué de 4 \$ le MWh pour s'établir à respectivement 53 \$ le MWh et 54 \$ le MWh pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011. Ces montants tiennent compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher et des ventes contractuelles. Les baisses sont attribuables au fait que la majeure partie des contrats à prix plus élevés conclus au cours des années précédentes sont arrivés à échéance à la fin de décembre 2010. Au fur et à mesure que ces contrats à prix plus élevés arriveront à échéance, les prix réalisés de Bruce B devraient baisser davantage.

La capacité disponible générale des centrales en 2011 devrait se situer à environ 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et pour les quatre réacteurs de Bruce B. Le 14 octobre 2011, Bruce B a amorcé un arrêt d'exploitation d'environ sept semaines au réacteur 5. En novembre 2011, Bruce A devrait arrêter l'exploitation de son réacteur 3 pour une période d'environ 6 mois (programme West Shift Plus).

Au 30 septembre 2011, la quote-part revenant à TCPL des dépenses en immobilisations totales pour la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2 de Bruce A se chiffrait à environ 2,2 milliards de dollars et à environ 136 millions de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

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

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars US)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Installations énergétiques ⁽³⁾	280	383	759	852
Capacité	70	74	183	180
Autres ⁽⁴⁾	11	14	54	54
	361	471	996	1 086
Achats de produits de base revendus	(112)	(172)	(327)	(420)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽⁴⁾	(149)	(182)	(399)	(398)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(6)	(29)	(24)
BAlIA comparable⁽¹⁾	90	111	241	244
Amortissement	(27)	(28)	(81)	(80)
BAlI comparable⁽¹⁾	63	83	160	164

(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 BAlIA comparable et le BAlI comparable.

(2) Ces données comprennent les installations de la deuxième étape du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

(3) Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés financiers utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques.

(4) Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.

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

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 137	2 403	5 369	5 083
Achats	1 657	2 514	4 777	7 061
	3 794	4 917	10 146	12 144
Capacité disponible des centrales⁽²⁾⁽³⁾	96 %	96 %	88 %	91 %

(1) Ces données comprennent les installations de la deuxième étape du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

(2) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

(3) Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, la capacité disponible a diminué en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation prévus à Ravenswood et à OSP.

Le BAlIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis, à respectivement 90 millions de dollars US et 241 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 a reculé de respectivement 21 millions de dollars US et 3 millions de dollars US comparativement aux périodes correspondantes de 2010. Les reculs proviennent principalement d'une baisse des volumes d'électricité vendus et des prix réalisés, en partie annulée par les nouvelles ventes dans le secteur de PJM Interconnection (« PJM »), l'accroissement du nombre de clients commerciaux dans l'État de New York et les produits supplémentaires tirés de la deuxième étape du projet éolien de Kibby, dont la mise en service a eu lieu en octobre 2010.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2011, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 280 millions de dollars US, soit 103 millions de dollars US de moins que pour la période correspondante de 2010, principalement en raison de la baisse des volumes d'électricité vendus et des prix réalisés sur les ventes d'électricité. Le repli a été quelque peu atténué par les nouvelles ventes sur les marchés de PJM et de l'État de New York. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont établis à 759 millions de dollars US, soit 93 millions de dollars US de moins que pour la période correspondante de 2010, principalement en raison de la baisse des volumes d'électricité vendus, en partie contrebalancée par les nouvelles ventes sur les marchés de PJM et de l'État de New York.

À respectivement 70 millions de dollars US et 183 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, les produits tirés de la capacité ont respectivement diminué de 4 millions de dollars US et augmenté de 3 millions de dollars US par rapport aux périodes correspondantes de 2010. Au troisième trimestre de 2011, les produits tirés de la capacité ont subi l'incidence négative de la baisse des prix au comptant dans l'État de New York, laquelle est liée à la question du prix de la capacité dont traite la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Les produits tirés de la capacité ont subi l'incidence négative des arrêts d'exploitation imprévus à Ravenswood tout au long de 2010.

Les achats de produits de base revendus, à respectivement 112 millions de dollars US et 327 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, affichent un recul de respectivement 60 millions de dollars US et 93 millions de dollars US comparativement aux périodes correspondantes de 2010, et ce, surtout en raison de la réduction des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 149 millions de dollars US au troisième trimestre de 2011, montant inférieur de 33 millions de dollars US à celui inscrit au troisième trimestre de 2010, principalement en raison d'une diminution des achats de gaz combustible du fait d'une baisse de la production. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, les coûts d'exploitation des centrales et autres, à 399 millions de dollars US, sont comparables à ceux de la période correspondante de 2010.

Les installations énergétiques aux États-Unis concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long termes conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros sur les marchés de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de PJM. Pour réduire l'exposition aux fluctuations des prix au comptant, ces contrats de vente d'électricité sont couverts par un amalgame de contrats d'achat à terme d'électricité, de contrats d'achat à terme de combustible pour produire l'électricité et de contrats financiers. Au 30 septembre 2011, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 1 600 GWh d'électricité, ou 73 % de leur production prévue, pour le quatrième trimestre de 2011 et pour quelque 2 800 GWh, ou 31 % de leur production prévue, pour l'exercice 2012. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant, et les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est élevé à respectivement 13 millions de dollars et 60 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, comparativement aux chiffres de 26 millions de dollars et de 95 millions de dollars enregistrés pour les

périodes correspondantes de 2010. La baisse du BAIIA comparable en 2011 est surtout attribuable au recul des produits tirés du stockage exclusif et de tiers en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel, partiellement contré par une baisse des coûts d'exploitation.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs comparables⁽¹⁾

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Intérêts sur la dette à long terme ⁽²⁾				
Libellée en dollars CA	121	128	365	388
Libellée en dollars US	187	175	549	497
Change	(4)	7	(12)	18
	304	310	902	903
Intérêts divers et amortissement	31	23	99	99
Intérêts capitalisés	(66)	(160)	(231)	(437)
Intérêts débiteurs comparables⁽¹⁾	269	173	770	565

(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 intérêts débiteurs comparables.

(2) Ces données comprennent les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Au troisième trimestre de 2011, les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 96 millions de dollars pour passer de 173 millions de dollars au troisième trimestre de 2010 à 269 millions de dollars. Les intérêts débiteurs comparables pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 ont progressé de 205 millions de dollars pour atteindre 770 millions de dollars, alors qu'ils avaient été de 565 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2010. Ces augmentations sont le résultat de la baisse des intérêts capitalisés pour Keystone et Halton Hills en raison de la mise en service de ces actifs, et des intérêts débiteurs supplémentaires sur les émissions de titres d'emprunt pour un montant de 1,25 milliard de dollars US en juin 2010 et de 1,0 milliard de dollars US en septembre 2010. Ces hausses ont été partiellement annulées par les gains réalisés en 2011, alors que des pertes avaient été inscrites en 2010 au titre des instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel la société est exposée, l'incidence favorable d'une devise américaine moins forte sur l'intérêt libellé en dollars US et les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars CA en 2011 et en 2010.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont affiché une perte de 5 millions de dollars au troisième trimestre de 2011 après avoir accusé un recul de 32 millions de dollars sur le chiffre de 27 millions de dollars constaté au troisième trimestre de 2010. Cette baisse inscrite au troisième trimestre est le reflet des pertes réalisées en 2011 alors que des gains avaient été inscrits en 2010 sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition nette de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, les intérêts créditeurs et autres comparables, à 52 millions de dollars, se sont accrus de 19 millions de dollars comparativement au chiffre de 33 millions de dollars enregistré pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2010. S'ils sont plus élevés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, c'est surtout que les gains réalisés en 2011 ont été supérieurs à ceux constatés en 2010 sur des instruments dérivés portant sur les taux de change semblables.

Les impôts sur le bénéfice comparables sont passés de 115 millions de dollars au troisième trimestre de 2010 à 140 millions de dollars au troisième trimestre de 2011. Les impôts sur le bénéfice comparables de la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 étaient de 450 millions de dollars alors qu'ils avaient été de 286 millions de dollars pour la même période en 2010. S'ils sont plus élevés, c'est surtout que le résultat avant les impôts a augmenté en 2011 comparativement à 2010 et que des ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice plus élevés ont eu lieu en 2010 comparativement à 2011.

Situation de trésorerie et sources de financement

TCPL croit que sa situation financière 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. La situation de trésorerie de TCPL est appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles, par des soldes de caisse et par des lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars, 1,0 milliard de dollars US et 300 millions de dollars US arrivant à échéance respectivement en novembre 2011, octobre 2016, octobre 2012 et février 2013. Ces facilités appuient par ailleurs les programmes de papier commercial de la société. En outre, au 30 septembre 2011, la quote-part de TCPL de la capacité inutilisée aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TCPL s'établissait à 183 millions de dollars et les échéances tombaient en 2012 et en 2016. Toujours au 30 septembre 2011, TCPL disposait encore de fonds de 2,0 milliards de dollars et 1,75 milliard de dollars US, respectivement en titres d'emprunt au Canada et aux termes de ses prospectus préalables aux États-Unis.

En novembre 2011, la société entend déposer un nouveau prospectus préalable de base lui permettant d'émettre aux États-Unis des titres d'emprunt pour un montant à concurrence de 4,0 milliards de dollars US afin de remplacer le prospectus préalable de base déposé en décembre 2009 lui permettant d'émettre aux États-Unis des titres d'emprunt pour un montant à concurrence de 4,0 milliards de dollars US qui viendra à échéance en janvier 2012 et sur lequel un montant de 1,75 milliard de dollars US n'a pas été prélevé. Les risques à l'égard de la situation de trésorerie de TCPL, des marchés et autres sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Au 30 septembre 2011, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 571 millions de dollars, comparativement à 752 millions de dollars au 31 décembre 2010. Le recul de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par les dépenses engagées dans le cadre du programme d'investissement de la société, les remboursements sur la dette et les paiements de dividendes, annulé en partie par l'accroissement des rentrées nettes liées à l'exploitation.

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

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	948	849	2 712	2 483
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	116	(68)	252	(268)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 064	781	2 964	2 215

⁽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 accrues de 283 millions de dollars et de 749 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, comparativement aux mêmes périodes en 2010, et ce, essentiellement en raison des variations du fonds de roulement d'exploitation ainsi que de la hausse des fonds provenant de l'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 se sont élevés à respectivement 948 millions de dollars et 2,7 milliards de dollars, comparativement à 849 millions de dollars et 2,5 milliards de dollars pour les mêmes périodes en 2010. Ces hausses découlent avant tout de l'accroissement des liquidités générées par le résultat, mais elles ont été partiellement contrées par la constatation en 2010 d'économies d'impôts attribuables à l'amortissement supplémentaire aux fins de l'impôt aux États-Unis.

Au 30 septembre 2011, le passif à court terme de TCPL atteignait 5,7 milliards de dollars alors que son actif à court terme s'établissait à 4,3 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un fonds de roulement négatif de 1,4 milliard de dollars. La société est d'avis que cet écart peut être géré compte tenu de sa capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation ainsi que de son accès continu aux marchés financiers.

Activités d'investissement

TCPL maintient son engagement à mener à bien le reste de son programme d'investissement de 11 milliards de dollars. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 696 millions de dollars et 2,1 milliards de dollars (1,3 milliard de dollars et 3,6 milliards de dollars en 2010). Elles ont été affectées principalement à la construction de Keystone, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et à l'expansion du réseau de l'Alberta.

Activités de financement

Le 14 octobre 2011, TCPL a modifié et mis à jour sa facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et reportable de 2,0 milliards de dollars. La facilité modifiée et mise à jour vient à échéance en octobre 2016 et elle est entièrement accessible.

Le 14 octobre 2011, TransCanada PipeLine USA Ltd, filiale en propriété exclusive de la société, a refinancé sa facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US en vigueur au moyen d'une nouvelle facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et reportable de 1,0 milliard de dollars US d'une durée de 364 jours et qui lui est entièrement accessible.

En août 2011, TransCanada PipeLine USA Ltd. a effectué un remboursement de capital de 200 millions de dollars US sur son prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US échéant en 2012.

En juillet 2011, PipeLines LP a haussé sa facilité de crédit consortiale renouvelable de premier rang pour la porter à 500 millions de dollars US et en a reporté l'échéance à juillet 2016. Le solde de 300 millions de dollars US de l'emprunt à terme de PipeLines LP échoit en décembre 2011 et, selon toute attente, il fera l'objet d'un refinancement sous forme de dette assortie d'un taux fixe ou variable à son échéance ou auparavant.

En juin 2011, TCPL a racheté pour 60 millions de dollars de billets à moyen terme à 9,5 % et, en janvier 2011, elle a racheté pour 300 millions de dollars de billets à moyen terme à 4,3 %.

En juin 2011, PipeLines LP a émis des billets de premier rang à 4,65 % d'un montant de 350 millions de dollars US échéant en 2021 et elle a annulé un montant de 175 millions de dollars US de sa facilité de crédit consortiale de premier rang non garantie. Le produit de l'émission a servi à réduire l'emprunt à terme et la facilité de crédit renouvelable de premier rang de PipeLines LP ainsi qu'à rembourser son prêt-relais.

En mai 2011, PipeLines LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 7,2 millions de parts ordinaires au prix de 47,58 \$ US la part, pour un produit brut de près de 345 millions de dollars US. TCPL a investi un montant supplémentaire d'environ 7 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la conclusion de cette émission, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 %. De plus, PipeLines LP a effectué des prélèvements de 61 millions de dollars US sur un prêt-relais et de 125 millions de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable de premier rang.

En juin 2011, TCPL a déposé un prospectus préalable de base prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable de base canadien d'avril 2009, échu en mai 2011, et sur lequel un montant de 2,0 milliards de dollars n'avait pas été prélevé.

La société croit qu'elle a la capacité de financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie qu'elle génère en interne, à son accès continu aux marchés financiers et à ses liquidités, appuyés par des facilités de crédit confirmées de plus de 4 milliards de dollars. La souplesse financière de TCPL est étayée par les occasions de gestion de portefeuille, notamment une participation régulière avec PipeLines LP.

Dividendes

Le 31 octobre 2011, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre devant être clos le 31 décembre 2011, un dividende trimestriel d'un montant total égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») sur ses actions émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 décembre 2011. Le dividende est payable le 31 janvier 2012. De plus, le conseil a déclaré, pour les périodes devant être closes respectivement le 30 janvier 2012 et le 1^{er} février 2012, des dividendes de 0,70 \$ par action sur les actions privilégiées de série U et de série Y. Les dividendes sur les actions privilégiées de série U et de série Y sont payables respectivement le 30 janvier 2012 et le 1^{er} février 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 décembre 2011.

À compter des dividendes déclarés le 28 avril 2011, les actions ordinaires achetées au moyen de dividendes au comptant réinvestis aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RDA ») de TransCanada ne seront plus des actions émises sur le capital autorisé à escompte, mais elles seront acquises sur le marché libre à un cours qui correspond à 100 % du prix d'achat moyen pondéré. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs afin d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada.

Obligations contractuelles

Il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2010 et le 30 septembre 2011, y compris les paiements exigibles pour les 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 2010 de TCPL.

Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR, 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 critiques de TCPL demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2010. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2010 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 2010 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

Modifications de conventions comptables pour 2011

Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle

Le 1^{er} janvier 2011, la société a adopté les exigences du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupements d'entreprises », qui s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1^{er} janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires et la présentation accrue d'informations. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 étaient également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigent la présentation des participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclut désormais 100 % des résultats de la filiale et présente la ventilation du bénéfice entre les participations assurant le contrôle et les participations sans contrôle. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 ont été appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 ont été appliqués rétrospectivement.

*Modifications comptables futures***PCGR des États-Unis / Normes internationales d'information financière**

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA avait précédemment annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »).

En octobre 2010, le CNC et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont modifié leurs politiques visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui, comme TCPL, appliquent les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») afin de permettre à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant une année. TCPL a reporté l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada en 2011, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'ICCA*, afin de poursuivre l'application de la CATR.

Dans l'application des PCGR du Canada, TCPL respecte les recommandations de méthodes comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés conformément aux PCGR des États-Unis. Selon ces normes sur la CATR, pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges peut différer de celui qui est autrement prévu aux termes des PCGR pour les activités dont les tarifs ne sont pas réglementés. L'IASB a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et a supprimé le projet de CATR de son programme actuel. TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur dans un avenir prévisible.

À titre de société inscrite à la SEC, TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et elle a l'option conformément aux normes canadiennes de communication de l'information de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. En raison des faits dont il est question ci-dessus, le conseil d'administration de la société a approuvé l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012.

Projet de conversion aux PCGR des États-Unis

Le 1^{er} janvier 2012, la société commencera à présenter ses résultats conformément aux PCGR des États-Unis. L'équipe chargée de la conversion aux PCGR des États-Unis de la société est dirigée par un comité directeur multidisciplinaire qui assure une orientation fonctionnelle dans le cadre de l'adoption des PCGR des États-Unis. De plus, la direction informe le comité d'audit de TCPL de l'évolution du projet de PCGR des États-Unis à chaque réunion du comité d'audit et informe régulièrement le conseil d'administration de la société de l'état d'avancement du projet de conversion.

La formation du personnel de TCPL aux PCGR des États-Unis est terminée, mais des mises à jour périodiques auront lieu dans l'avenir. Ainsi qu'il est mentionné ci-dessus, TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis ». Par conséquent, il ne sera pas nécessaire d'apporter des changements importants aux systèmes et procédés en place pour appliquer les PCGR des États-Unis en tant que principales normes comptables. L'incidence des contrôles internes sur les contrôles et procédures de communication de l'information financière est à l'étude et les changements requis, s'il en est, seront apportés d'ici la fin de 2011.

Les différences cernées entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis qui sont importantes pour la société sont expliquées ci-dessous et sont conformes à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé auprès du public.

Coentreprises

Aux termes des PCGR du Canada, la société doit comptabiliser certains placements selon la méthode de consolidation proportionnelle aux termes de laquelle la quote-part des actifs, passifs, produits, charges et flux de trésorerie de TCPL est incluse dans les états financiers de la société. Les PCGR des États-Unis ne permettent pas le recours à la consolidation proportionnelle des coentreprises de TCPL et ils exigent que de tels placements soient constatés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation.

Stocks

Les PCGR du Canada permettent à la société de constater les stocks de gaz naturel exclusif détenus à leur juste valeur. Conformément aux PCGR des États-Unis, les stocks sont constatés au coût ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

Impôts sur le bénéfice

Les PCGR du Canada exigent d'une entité qu'elle constate les actifs et passifs d'impôts sur le bénéfice découlant de la législation fiscale pratiquement en vigueur. Aux termes des PCGR des États-Unis, les lois doivent être entièrement en vigueur avant que des ajustements d'impôts sur le bénéfice puissent être constatés.

Avantages sociaux

Les PCGR du Canada exigent qu'une entité constate un actif ou un passif au titre des prestations constituées relativement aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les PCGR des États-Unis exigent d'un employeur qu'il constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi en tant qu'actif ou que passif et qu'il comptabilise les variations de la situation de capitalisation à l'état des autres éléments du résultat étendu dans l'exercice au cours duquel elles surviennent.

Frais d'émission de titres d'emprunt

Les PCGR du Canada exigent que les frais d'émission de titres d'emprunt soient inclus dans la dette à long terme. Aux termes des PCGR des États-Unis, ces coûts sont classés en tant qu'actifs reportés.

Instruments financiers et gestion des risques

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

Risque de crédit lié aux contreparties et risque d'illiquidité

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 aux débiteurs, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux

billets, prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception faite des montants se rapportant aux actifs dérivés, sont incluses sous les postes Débiteurs et autres et Actifs disponibles à la vente du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-après. Des garanties, des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 septembre 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 septembre 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 271 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

La société continue de gérer le risque d'illiquidité 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.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Au 30 septembre 2011, 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 40 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 décembre 2010). La variation de l'ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 a donné lieu respectivement à des pertes non réalisées nettes de 1 million de dollars avant les impôts et de néant (néant et pertes de 20 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010), lesquelles ont été constatées en tant qu'ajustements aux produits et aux stocks. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 3 millions de dollars et 13 millions de dollars avant les impôts (gains de 7 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010), montants constatés dans les produits.

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 ouvertes liquides. 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 7 millions de dollars au 30 septembre 2011 (12 millions de dollars au 31 décembre 2010). Le recul de la valeur à risque découle avant tout de la moindre volatilité des prix pour les installations énergétiques de l'Ouest.

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 de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 30 septembre 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une

valeur comptable de 10 milliards de dollars (10 milliards de dollars US) et une juste valeur de 12 milliards de dollars (12 milliards de dollars US). Au 30 septembre 2011, un montant de 66 millions de dollars a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 41 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs, un montant de 44 millions de dollars a été inclus dans les créditeurs et un montant de 83 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

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

Actif (passif) (non audité) (en millions de dollars)	30 septembre 2011		31 décembre 2010	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2011 à 2018)	19	3 700 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2011 à 2012)	(39)	725 US	2	100 US
	(20)	4 425 US	181	2 900 US

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

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

Sommaire des instruments financiers non dérivés

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2011		31 décembre 2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	571	571	752	752
Débiteurs et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 533	1 578	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 259	1 259	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	38	38	20	20
	3 401	3 446	3 699	3 739
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 865	1 865	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 253	1 253	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 796	2 796	2 703	2 703
Intérêts courus	431	431	361	361
Dette à long terme	18 110	22 588	17 922	21 523
Dette à long terme de coentreprises	855	980	866	971
Billets subordonnés de rang inférieur	1 030	1 034	985	992
	26 340	30 947	26 373	30 086

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 comprenait respectivement des pertes de 7 millions de dollars et de 18 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives de 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (150 millions de dollars US en 2010) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

⁽²⁾ Au 30 septembre 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 206 millions de dollars (1 280 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les débiteurs, de 47 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les autres actifs à court terme et de 318 millions de dollars (264 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les actifs incorporels et autres actifs.

⁽³⁾ Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US au 31 décembre 2010) au titre de la dette à long terme qui est ajusté à la juste valeur.

⁽⁴⁾ Au 30 septembre 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 224 millions de dollars (1 414 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les créditeurs et de 29 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2010) 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 2011*(non audité)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	133 \$	160 \$	- \$	26 \$
Passifs	(107)\$	(195)\$	(46)\$	(26)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	21 147	136	-	-
Ventes	25 884	109	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 366 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2011	5 \$	(13)\$	(41)\$	1 \$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2011	8 \$	(39)\$	(41)\$	1 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2011	21 \$	(20)\$	(7)\$	3 \$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2011	32 \$	(61)\$	26 \$	8 \$
Dates d'échéance	2011-2018	2011-2016	2011-2012	2012-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	46 \$	7 \$	5 \$	18 \$
Passifs	(182)\$	(17)\$	(36)\$	(8)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	17 728	10	-	-
Ventes	8 732	-	-	-
En dollars US	-	-	104 US	1 000 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2011	(54)\$	(6)\$	- \$	(4)\$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2011	(100)\$	(14)\$	- \$	(13)\$
Dates d'échéance	2011-2017	2011-2013	2013-2014	2011-2015

(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 et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel 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. La tranche efficace des gains et

des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, 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 18 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 30 septembre 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 5 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 comprenait des gains de respectivement 1 million de dollars et néant 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 clos le 30 septembre 2011, le bénéfice net 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.

2010*(non audité)**(tous les montants sont en millions,**sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction				
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾				
Actifs	169 \$	144 \$	8 \$	20 \$
Passifs	(129)\$	(173)\$	(14)\$	(21)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 610	158	-	-
Ventes	18 114	96	-	-
En dollars CA	-	-	-	736
En dollars US	-	-	1 479 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2010	(1)\$	4 \$	10 \$	50 \$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2010	(27)\$	9 \$	(1)\$	33 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2010	13 \$	(10)\$	6 \$	(54)\$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2010	50 \$	(39)\$	8 \$	(64)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2011-2015	2011-2015	2011-2012	2011-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾				
Actifs	112 \$	5 \$	- \$	8 \$
Passifs	(186)\$	(19)\$	(51)\$	(26)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	16 071	17	-	-
Ventes	10 498	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 125 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2010	37 \$	(19)\$	- \$	(7)\$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2010	(6)\$	(28)\$	- \$	(26)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2011-2015	2011-2013	2011-2014	2011-2015

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

(2) Au 31 décembre 2010.

- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.
- (4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel 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. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, 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 8 millions de dollars et une valeur nominale de 250 millions de dollars US au 31 décembre 2010. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Les pertes reflétées dans le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010 étaient de respectivement néant et 1 million 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 clos le 30 septembre 2010, le bénéfice net 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 audité)

(en millions de dollars)

	30 septembre 2011	31 décembre 2010
À court terme		
Autres actifs à court terme	319	273
Créditeurs	(405)	(337)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	183	374
Montants reportés	(339)	(282)

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2010 de TCPL. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2010.

Contrôles et procédures

Au 30 septembre 2011, 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 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 en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable au 30 septembre 2011.

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2011, 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 l'information financière de TCPL.

Perspectives

Depuis leur présentation dans le rapport annuel 2010 de TCPL, les perspectives générales de la société au sujet du résultat pour 2011 se sont améliorées en raison du raffermissement des prix réalisés pour l'électricité pour les installations énergétiques de l'Ouest au cours des neuf premiers mois de 2011 et du fait que des prix relativement élevés devraient se maintenir d'ici la fin de 2011. Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat pourraient par ailleurs être touchées par l'incertitude et la résolution finale des questions entourant le prix des ventes de capacité dans l'État de New York et la résolution du différend au sujet de la CAE de Sundance A, ainsi qu'il est commenté sous la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de se consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2010 de TCPL.

Faits nouveaux

Gazoducs

Réseau principal au Canada

Droits définitifs pour 2011

En avril 2011, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une demande sollicitant l'approbation des droits définitifs du réseau principal au Canada pour 2011, déterminés conformément au règlement tarifaire en vigueur pour la période de 2007 à 2011.

Dans sa décision rendue en septembre 2011 au sujet de la demande, l'ONÉ a approuvé les droits provisoires en tant que droits définitifs, y compris la proposition de TCPL de reporter prospectivement toute variation des produits pour en tenir compte dans la détermination des droits de 2012. Cependant, l'ONÉ a déterminé qu'il examinera l'inclusion, par TCPL, de certains éléments dans les besoins en produits proposés pour 2011 dans la demande de droits de TCPL pour 2012-2013 avant que ne soit rendue une décision finale au sujet des besoins en produits pour 2011.

Demande de droits pour 2012-2013

Le 1^{er} septembre 2011, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une demande complète visant à modifier la structure d'entreprise et les modalités de service pour le réseau principal au Canada, y compris la tarification pour 2012 et 2013. La demande comporte des éléments qui toucheront le réseau de l'Alberta et Foothills (« proposition de restructuration »). La demande a pour but de se pencher sur la viabilité économique à long terme du réseau principal au Canada et de rehausser le caractère concurrentiel de l'infrastructure réglementée de transport de gaz naturel au Canada de TCPL et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »). Le 31 octobre 2011, TCPL a déposé de l'information supplémentaire au sujet du coût du service et des droits proposés pour 2012 et 2013. La demande donne lieu à des droits de 1,29 \$ par gigajoule (« GJ ») pour l'utilisation du carrefour commercial Nova Inventory Transfer jusqu'à Dawn en 2012, soit 0,80 \$ par GJ ou 38 % de moins que les droits comparables imputés en 2011.

Le 31 octobre 2011, TransCanada a de plus déposé une demande d'approbation des droits provisoires de 2012 pour le réseau de l'Alberta et des droits annuels pour Foothills avec prise d'effet au 1^{er} janvier 2012. Ces demandes sont fondées sur les dispositions des règlements actuellement en vigueur pour ces

réseaux. La société prévoit déposer vers la mi-novembre 2011 une demande d'approbation des droits provisoires de 2012 pour le réseau principal. Les droits définitifs de 2012 pour le réseau principal et le réseau de l'Alberta seront déterminés lorsque l'ONÉ aura rendu sa décision au sujet de la demande visant l'approbation de la proposition de restructuration.

À la suite de cette demande, l'ONÉ a tenu, le 12 octobre 2011, une conférence préparatoire spéciale avant l'audience à l'intention des intéressés afin de présenter des suggestions au sujet du déroulement de l'audience, des étapes de la procédure et de leur calendrier. À la lumière des commentaires formulés, l'ONÉ a décidé qu'il tiendra une seule instance pour entendre la demande intégrale de TCPL, y compris le coût du capital, avant de rendre sa décision au sujet de la demande. Les audiences de vive voix dans le cadre de la demande commenceront le 4 juin 2012 à Calgary, en Alberta.

Expansion des installations de Marcellus

En juillet 2011, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une demande pour solliciter la construction de nouvelles installations, au coût d'environ 130 millions de dollars, qui seront requises pour transporter le gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus à destination des marchés de l'Est. L'ONÉ a rejeté la demande en octobre 2011. TCPL étudie les recommandations de l'ONÉ dans le contexte du rejet de la demande et la société prévoit présenter une nouvelle demande dans un proche avenir.

Réseau de l'Alberta

Droits définitifs pour 2011

En mai 2011, TCPL a déposé une demande de droits définitifs pour 2011 qui tient compte des modalités du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2010-2012 et de l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines. En août 2011, l'ONÉ a approuvé la demande de droits définitifs de 2011 pour le réseau de l'Alberta, mais il a maintenu comme droits provisoires les droits pour les cinq derniers mois de l'année dans l'attente de la réponse de TCPL au sujet d'une nouvelle date d'entrée en vigueur de l'intégration. Le 30 août 2011, TCPL a déposé une date révisée d'entrée en vigueur de l'intégration, soit le 1^{er} octobre 2011, date qui, de concert avec les droits définitifs pour les cinq derniers mois de l'année, a été approuvée le 8 septembre 2011. L'intégration est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2011.

Projets d'expansion

Le projet de gazoduc de Horn River du réseau de l'Alberta a été approuvé par l'ONÉ en janvier 2011. La construction a commencé en mars 2011 et l'achèvement des travaux est prévu pour le deuxième trimestre de 2012, à un coût en capital estimatif de 275 millions de dollars. De plus, la société a conclu un accord prévoyant le prolongement du gazoduc de Horn River sur environ 100 kilomètres (« km ») (62 milles), à un coût en capital estimatif de 230 millions de dollars. Ce prolongement devrait donner lieu à des engagements contractuels supplémentaires de 100 Mpi³/j à partir de 2014, volumes qui passeront à 300 Mpi³/j d'ici 2020. Le 14 octobre 2011, la société a déposé auprès de l'ONÉ une demande sollicitant l'approbation de construire et d'exploiter ce prolongement. Le total des volumes faisant actuellement d'objet d'engagements contractuels pour Horn River, y compris le prolongement, devraient atteindre près de 900 Mpi³/j d'ici 2020.

Le 24 juin 2011, l'ONÉ a approuvé la construction et l'exploitation d'un prolongement de 24 km (15 milles) du gazoduc de Groundbirch. La construction a commencé en août 2011, et la mise en service de ce tronçon, d'un coût en capital évalué à environ 60 millions de dollars, est prévue pour le 1^{er} avril 2012. Ce projet est nécessaire pour répondre à la demande de 250 Mpi³/j aux termes de nouveaux contrats de transport. TCPL continue de faire progresser l'aménagement de gazoducs en Colombie-Britannique et en Alberta afin d'assurer le transport du gaz naturel provenant de nouvelles

sources. La société a déposé plusieurs demandes auprès de l'ONÉ en vue de faire approuver de nouvelles expansions du réseau de l'Alberta pour répondre aux demandes de services de transport de gaz naturel supplémentaires dans les secteurs nord-ouest et nord-est du BSOC. En date du 30 septembre 2011, l'ONÉ avait approuvé, y compris les projets énoncés précédemment, des projets de gazoducs ayant un coût en capital de près de 750 millions de dollars. D'autres projets pipeliniers d'un coût en capital total d'environ 640 millions de dollars ont été présentés à l'ONÉ pour approbation.

Les activités commerciales ayant cours avec les producteurs de l'Ouest canadien ont donné lieu à de nouveaux contrats pour les formations schisteuses de Montney et de Horn River. Compte tenu des projets décrits ci-dessus, TCPL a obtenu des engagements fermes pour le transport de 2,9 Gpi³/j en provenance du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique d'ici 2014.

Guadalajara

Le gazoduc de Guadalajara de 360 millions de dollars US et de 307 km (191 milles) de TCPL est entré en service le 15 juin 2011. La capacité totale du gazoduc fait l'objet d'un contrat de 25 ans conclu avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »), société d'électricité d'État du Mexique. TCPL et CFE ont convenu de doter le gazoduc d'un poste de compression de 60 millions de dollars US qui devrait entrer en exploitation au début de 2013.

PipeLines LP

Le 3 mai 2011, la société a réalisé la vente d'une participation de 25 % chacune dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à PipeLines LP à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US, sous réserve d'ajustements à la signature de l'entente, montant qui comprenait une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

Le 3 mai 2011, PipeLines LP a réalisé un appel public à l'épargne par voie de prise ferme de 7 245 000 parts ordinaires, y compris les 945 000 parts ordinaires achetées par les preneurs fermes aux termes du plein exercice de l'option de surallocation qui leur avait été accordée au prix de 47,58 \$ US la part. Le produit brut de cet appel public à l'épargne, soit environ 345 millions de dollars US, a servi à financer en partie l'acquisition. L'acquisition a aussi été financée par des prélèvements de 61 millions de dollars US sur le prêt-relais de PipeLines LP et de 125 millions de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US.

Dans le cadre de cet appel public à l'épargne, TCPL fera un apport de capital d'environ 7 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 % dans PipeLines LP et la société n'a pas acheté de parts supplémentaires. À la suite de l'émission des parts ordinaires, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 % et elle a été constatée dans le surplus d'apport déduction faite d'un gain de dilution de 30 millions de dollars après les impôts (50 millions de dollars avant les impôts).

Oléoducs

Keystone

Le 26 août 2011, le Département d'État américain, principal organisme chargé des approbations réglementaires fédérales aux États-Unis, a publié l'énoncé des incidences environnementales final (« EIEF ») pour l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (« Keystone XL »). L'EIEF a établi que le projet aurait des incidences environnementales limitées et que le tracé proposé entraînerait moins d'incidences environnementales que tout autre tracé étudié.

À la suite de la publication de l'EIEF, le Département d'État a amorcé un processus de 90 jours visant à déterminer si le projet sert les meilleurs intérêts des États-Unis (« DPMI »). Dans le cadre du processus DPMI, le Département d'État a tenu neuf rencontres publiques en septembre et octobre pour connaître les commentaires du public et il consultera d'autres organismes fédéraux américains afin de déterminer si l'approbation de Keystone XL sert les meilleurs intérêts des États-Unis. La période visée par le DPMI se termine le 25 novembre 2011 et une décision au sujet du permis présidentiel est attendue d'ici la fin de l'année.

Le coût en capital de Keystone XL est évalué à 7 milliards de dollars US, dont un montant de 1,9 milliard de dollars US avait été investi au 30 septembre 2011. Le solde devrait être investi d'ici la date de mise en service, qui est prévue pour 2013. Les coûts en capital liés à la construction de Keystone XL sont soumis à un barème de partage des coûts en capital avec les expéditeurs de capacité garantie sous contrats à long terme de Keystone, en fonction des risques et des avantages.

En août 2011, TCPL a lancé deux appels de soumissions exécutoires qui ont pris fin le 17 octobre 2011. Le premier offrait une capacité visant à solliciter des contrats de service garanti à long terme pour le transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Houston, au Texas (« canalisation latérale de Houston »). D'une valeur de près de 600 millions de dollars US, le projet de canalisation latérale de Houston comporte une expansion de capacité grâce à l'aménagement de stations de pompage et la construction d'un prolongement d'environ 80 km (50 milles) du réseau Keystone XL proposé. Ce projet doublerait la capacité du marché de raffinage dans la région de la côte américaine du golfe du Mexique auquel le réseau d'oléoducs Keystone permettrait d'avoir accès. TCPL analyse actuellement les résultats de l'appel de soumissions. Si les expéditeurs manifestent suffisamment d'intérêt et si les approbations réglementaires sont obtenues, la canalisation latérale de Houston devrait entrer en exploitation en 2014.

Le deuxième appel de soumissions exécutoires offrait une capacité susceptible de donner lieu à des contrats de service garanti à long terme supplémentaires pour le transport de pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à Port Arthur ou Houston, au Texas (« projet Marketlink de Cushing »). Le projet Marketlink de Cushing, d'une valeur d'environ 50 millions de dollars US, fait appel à certaines installations faisant partie de Keystone XL, notamment la canalisation latérale de Houston. TCPL analyse actuellement les résultats de l'appel de soumissions. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, le projet Marketlink de Cushing devrait commencer à transporter du pétrole brut vers Port Arthur en 2013, et vers Houston en 2014.

Le 3 juin 2011, la Pipeline Hazardous Materials Safety Administration « PHMSA » du département des Transports des États-Unis a rendu une ordonnance de mesures correctrices pour Keystone à la suite de deux incidents de surface survenus au deuxième trimestre de 2011 aux stations de pompage du Dakota du Nord et du Kansas. Il s'agissait dans les deux cas du déversement de petites quantités de pétrole brut. Les mesures correctrices exigeaient que TCPL élabore et soumette par écrit un plan de

remise en fonctionnement prévoyant les étapes requises pour réaliser le nettoyage voulu, une enquête et des améliorations et modifications au réseau. Le plan de remise en fonctionnement a été approuvé par la PHMSA le 4 juin 2011. En juillet et août 2011, des travaux ont été réalisés afin d'améliorer la fiabilité du réseau Keystone. Les travaux ont été achevés selon les prévisions et ils ont entraîné une réduction de la capacité du pipeline pendant la période de deux mois visée, mais ils n'ont cependant eu aucune incidence marquée sur le BAI.

Énergie

Sundance A

Le différend découlant de la réclamation de force majeure et de destruction pour cause économique de la centrale de Sundance A de TransAlta Corporation sera soumis à une procédure d'arbitrage exécutoire par un arbitre unique. Le groupe d'arbitrage a prévu la tenue d'une audition en mars et avril 2012 pour entendre les allégations. En présumant que l'audition se termine dans le délai prévu, TCPL s'attend à ce qu'une décision soit rendue vers le milieu de 2012.

TCPL ne croit pas que les allégations du propriétaire répondent aux critères de force majeure ou de destruction stipulés dans la CAE et, par conséquent, la société continue de constater les produits et les coûts comme s'il s'agissait d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la CAE. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, TCPL a constaté 99 millions de dollars au titre du BAIIA lié à la CAE de Sundance A. La récupération ultime de ce montant dépendra du résultat de la procédure d'arbitrage.

Ravenswood

Depuis juillet 2011, le prix au comptant pour les ventes de capacité dans le marché du secteur J de la ville de New York s'est établi à un niveau bien inférieur à celui de périodes antérieures en raison de la manière dont le New York Independent System Operator (« NYISO ») a appliqué les règles de fixation des prix pour une nouvelle centrale électrique entrée en exploitation récemment pour desservir ce marché. TCPL croit que l'application de ces règles par le NYISO est en violation directe avec une série de décrets de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») qui dictent la façon de traiter la capacité d'un nouveau participant aux fins de déterminer les prix de capacité. TCPL et plusieurs autres parties ont formulé auprès de la FERC une série de plaintes qui demeurent en suspens. Le résultat de ces plaintes et l'incidence à plus long terme que cette situation pourrait avoir sur la centrale de Ravenswood ne sont pas connus.

Au cours du troisième trimestre, le processus de réaligement de la courbe de la demande s'est achevé à la suite de l'acceptation par la FERC du document de conformité déposé par le NYISO le 22 septembre 2011. Ce document a donné lieu à une courbe de demande supérieure qui s'appliquera jusqu'en 2014 et qui a influé positivement sur les prix de capacité en octobre. L'incidence sur les prix de capacité au cours des mois d'hiver de 2011-2012 devrait être négligeable en raison de la capacité excédentaire pendant cette période, mais elle sera exacerbée par les mesures susmentionnées prises par le NYISO relativement aux nouveaux prix unitaires.

Oakville

En octobre 2010, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il n'ira pas de l'avant avec la centrale électrique d'Oakville de 1,2 milliard de dollars. Au troisième trimestre de 2011, TCPL, le gouvernement de l'Ontario et l'Office de l'électricité de l'Ontario ont conclu un accord formel

préconisant une procédure arbitrale afin de régler le différend découlant de la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en énergie de 20 ans conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario qui avait été octroyé à TCPL auparavant. Conformément à l'entente d'arbitrage, les parties en cause poursuivent leurs discussions et TCPL prévoit être rémunérée adéquatement pour les conséquences économiques associées à la résiliation du contrat.

Bruce Power

Bruce Power poursuit ses travaux en vue de la remise en service des réacteurs 1 et 2. Le chargement du combustible dans le réacteur 1 devrait commencer en novembre 2011 et les dernières étapes de la remise en service du réacteur 2 devraient être entreprises au quatrième trimestre de 2011.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, Bruce Power prévoit atteindre une première synchronisation du réacteur 2 avec le réseau électrique au début du premier trimestre de 2012 et entreprendre l'exploitation commerciale vers la fin du premier trimestre de 2012. Bruce Power prévoit réaliser une première synchronisation du réacteur 1 avec le réseau électrique au deuxième trimestre de 2012 et amorcer l'exploitation commerciale au troisième trimestre de 2012. La quote-part de TCPL du coût en capital total est prévue à environ 2,4 milliards de dollars, dont 2,2 milliards de dollars avaient été engagés au 30 septembre 2011.

Zephyr

En juin 2011, Zephyr a mis fin aux ententes préalables conclues avec les expéditeurs potentiels puisque les parties ne sont pas parvenues à résoudre les questions commerciales fondamentales. En juillet 2011, l'un des expéditeurs potentiels de Zephyr a exercé ses droits contractuels d'acquiescer 100 % du projet de Zephyr auprès de TCPL.

Bécancour

En juin 2011, Hydro-Québec a informé TCPL qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger l'entente visant à interrompre complètement la production d'électricité à la centrale de Bécancour pendant toute l'année 2012. Aux termes de l'entente initiale signée en juin 2009, Hydro-Québec a l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption chaque année, jusqu'à ce que la demande régionale d'électricité se rétablisse. Aux termes de cette entente, TCPL continue de toucher des paiements d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal.

Coolidge

Située près de Phoenix, en Arizona, la centrale électrique de Coolidge de 500 millions de dollars US est entrée en service le 1^{er} mai 2011. L'électricité produite par cette centrale de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel, et d'une puissance de 575 MW, est vendue à Salt River Project Agricultural Improvement and Power District aux termes d'une CAE de 20 ans.

Cartier énergie éolienne

La construction se poursuit dans le cadre du projet en cinq étapes de 590 MW de Cartier énergie éolienne au Québec. En date du 30 septembre 2011, la totalité des éoliennes de la première étape de Gros-Morne et près de 80 % des éoliennes de Montagne-Sèche avaient été érigées. La première étape de 101 MW du projet de parc éolien de Gros-Morne et le projet éolien de 58 MW de Montagne-Sèche devraient entrer en exploitation en décembre 2011. La mise en exploitation de la deuxième étape de

111 MW du projet de Gros-Morne est prévue pour décembre 2012. Il s'agit des quatrième et cinquième parcs éoliens en cours d'aménagement au Québec par Cartier énergie éolienne, qui appartient à 62 % à TCPL. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec aux termes d'une CAE de 20 ans.

Renseignements sur les actions

Au 25 octobre 2011, TCPL avait 675 millions d'actions ordinaires, 4 millions d'actions privilégiées de série U et 4 millions d'actions privilégiées de série Y émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(en millions de dollars)	2011			2010				2009
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	2 393	2 143	2 243	2 057	2 129	1 923	1 955	1 986
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	383	353	414	276	387	292	301	384
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,56 \$	0,51 \$	0,60 \$	0,40 \$	0,57 \$	0,43 \$	0,46 \$	0,58 \$

⁽¹⁾ Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada et présentées en dollars CA.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Dans le secteur des gazoducs, qui est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits annuels, le BAII et le bénéfice net 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.

Pour le secteur des oléoducs, qui est principalement constitué des participations de la société dans l'oléoduc Keystone, les produits annuels sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits, le BAII et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours du même exercice et les fluctuations découlent des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que de modifications des volumes transportés sur le marché au comptant et des droits connexes imputés. Les volumes transportés sur le marché au comptant dépendent de la demande des clients, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus pour les raffineries, installations terminales et pipelines ainsi que de circonstances 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, le BAII 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 prix 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 des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Au troisième trimestre de 2011, le BAII du secteur de l'énergie tenait compte de l'incidence favorable des prix plus forts pour les installations énergétiques de l'Ouest. Le BAII comprenait des pertes non réalisées nettes de 47 millions de dollars avant les impôts (33 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- Au deuxième trimestre de 2011, le BAII du secteur des gazoducs comprenait les résultats supplémentaires de Guadalajara, mis en service en juin 2011. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait les résultats supplémentaires de Coolidge, mis en service en mai 2011. Le BAII comprenait des pertes nettes non réalisées de 5 millions de dollars avant les impôts (4 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- Au premier trimestre de 2011, le BAII du secteur des gazoducs comprenait les résultats supplémentaires de Bison, mis en service en janvier 2011. Le secteur des oléoducs a commencé à constater le BAII pour Wood River/Patoka et le prolongement de Keystone jusqu'à Cushing en février 2011. Le BAII comprenait des pertes non réalisées nettes de 17 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 de certaines activités de gestion des risques.
- Au quatrième trimestre de 2010, le BAII du secteur des gazoducs affichait un recul en raison de la constatation d'une provision au titre de l'évaluation de 146 millions de dollars avant les impôts (127 millions de dollars après les impôts) relativement aux avances à l'APG dans le cadre du GVM. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la deuxième phase du projet éolien de Kibby, qui est entrée en service en octobre 2010, et des gains non réalisés nets de 22 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- Au troisième trimestre de 2010, le BAII de l'entreprise de gazoducs a augmenté en raison de la constatation, sur neuf mois, de résultats supplémentaires liés au règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période de 2010 à 2012, ce qui a fait augmenter le bénéfice net de 33 millions de dollars. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de Halton Hills, installation entrée en service en septembre 2010, et des gains non réalisés nets de 4 millions de dollars avant les impôts (3 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.

- Au deuxième trimestre de 2010, le BAI 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 de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice net tient compte d'une diminution de 58 millions de dollars après les impôts puisque des pertes ont été constatées en 2010 comparativement aux gains inscrits en 2009 découlant des instruments dérivés portant sur les taux de change et les taux d'intérêt qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture et de la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en dollars US.
- Au premier trimestre de 2010, le BAI du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 49 millions de dollars avant les impôts (32 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- Au quatrième trimestre de 2009, le BAI du secteur des gazoducs comprenait un gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts (18 millions de dollars après les impôts) attribuable à la participation réduite de TCPL dans PipeLines LP découlant de l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets 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 de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice net comprenait des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars découlant de réductions des taux d'imposition des sociétés dans la province d'Ontario.

État consolidé des résultats

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits	2 393	2 129	6 779	6 007
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	875	817	2 456	2 328
Achats de produits de base revendus	270	301	732	773
Amortissement	389	326	1 138	1 010
	1 534	1 444	4 326	4 111
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	267	173	768	565
Intérêts débiteurs des coentreprises	13	13	40	44
Intérêts créditeurs et autres	44	(27)	(12)	(33)
	324	159	796	576
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	535	526	1 657	1 320
Charge d'impôts				
Exigibles	47	(50)	185	(168)
Futurs	79	166	243	443
	126	116	428	275
Bénéfice net	409	410	1 229	1 045
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	26	23	79	65
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	383	387	1 150	980
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	377	381	1 133	963

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

État consolidé du résultat étendu

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net	409	410	1 229	1 045
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	344	(127)	216	(47)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(213)	47	(141)	27
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(17)	(56)	(109)	(176)
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⁾	41	19	103	13
Autres éléments du résultat étendu	155	(117)	69	(183)
Résultat étendu	564	293	1 298	862
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	26	30	87	69
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	538	263	1 211	793
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	532	257	1 194	776

⁽¹⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 97 millions de dollars et de 57 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 (charge de 36 millions de dollars et de 21 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

⁽²⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 78 millions de dollars et de 51 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 (charge de 19 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 9 millions de dollars et de 48 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 (recouvrement de 33 millions de dollars et de 117 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 19 millions de dollars et de 53 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 (charge de 4 millions de dollars et de 21 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

État consolidé des flux de trésorerie

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	409	410	1 229	1 045
Amortissement	389	326	1 138	1 010
Impôts futurs	79	166	243	443
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges	10	8	2	(36)
Autres	61	(61)	100	21
	<u>948</u>	<u>849</u>	<u>2 712</u>	<u>2 483</u>
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	116	(68)	252	(268)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<u>1 064</u>	<u>781</u>	<u>2 964</u>	<u>2 215</u>
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(696)	(1 297)	(2 135)	(3 565)
Montants reportés et autres	66	(222)	76	(430)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<u>(630)</u>	<u>(1 519)</u>	<u>(2 059)</u>	<u>(3 995)</u>
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(301)	(278)	(884)	(824)
Avances (à) reçues de la société mère	(10)	(6)	197	392
Distributions versées aux participations sans contrôle	(27)	(22)	(70)	(66)
Émission (remboursement) de billets à payer	160	(44)	(255)	(53)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	54	1 021	573	2 337
Remboursements sur la dette à long terme	(206)	(146)	(946)	(429)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	15	86	46	164
Remboursements sur la dette à long terme des coentreprises	(33)	(93)	(82)	(232)
Actions ordinaires émises	-	170	-	572
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission	-	-	321	-
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	<u>(348)</u>	<u>688</u>	<u>(1 100)</u>	<u>1 861</u>
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<u>30</u>	<u>(8)</u>	<u>14</u>	<u>8</u>
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	<u>116</u>	<u>(58)</u>	<u>(181)</u>	<u>89</u>
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	<u>455</u>	<u>1 126</u>	<u>752</u>	<u>979</u>
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	<u>571</u>	<u>1 068</u>	<u>571</u>	<u>1 068</u>
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur le bénéfice (remboursés) payés, montant net	(152)	(26)	(113)	17
Intérêts payés	<u>262</u>	<u>225</u>	<u>766</u>	<u>597</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilan consolidé

*(non audité)**(en millions de dollars)*

	30 septembre 2011	31 décembre 2010
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	571	752
Débiteurs	1 206	1 280
Montants à recevoir de TransCanada Corporation	1 259	1 363
Stocks	428	425
Autres	793	777
	<u>4 257</u>	<u>4 597</u>
Immobilisations corporelles	37 746	36 244
Écart d'acquisition	3 729	3 570
Actifs réglementaires	1 419	1 512
Actifs incorporels et autres actifs	1 842	2 026
	<u>48 993</u>	<u>47 949</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 865	2 092
Créditeurs	2 212	2 247
Intérêts courus	431	361
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 083	894
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	106	65
	<u>5 697</u>	<u>5 659</u>
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 796	2 703
Passifs réglementaires	292	314
Montants reportés	779	694
Impôts futurs	3 427	3 250
Dette à long terme	17 027	17 028
Dette à long terme des coentreprises	749	801
Billets subordonnés de rang inférieur	1 030	985
	<u>31 797</u>	<u>31 434</u>
CAPITAUX PROPRES		
Participations assurant le contrôle	16 089	15 747
Participations sans contrôle	1 107	768
	<u>17 196</u>	<u>16 515</u>
	<u>48 993</u>	<u>47 949</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie et autres	Total
Solde au 31 décembre 2010	(683)	(194)	(877)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	216	-	216
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(141)	-	(141)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	(109)	(109)
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⁾	-	95	95
Solde au 30 septembre 2011	(608)	(208)	(816)
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(47)	-	(47)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	27	-	27
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	(173)	(173)
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⁾	-	6	6
Solde au 30 septembre 2010	(612)	(207)	(819)

⁽¹⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 57 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 (charge de 21 millions de dollars en 2010).

⁽²⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 51 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 (charge de 11 millions de dollars en 2010).

⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 48 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 (recouvrement de 117 millions de dollars en 2010).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 53 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 (charge de 21 millions de dollars en 2010).

⁽⁵⁾ Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 101 millions de dollars (65 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.

État consolidé des capitaux propres

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	11 636	10 649
Produit de l'émission d'actions ordinaires	-	572
Solde à la fin de la période	11 636	11 221
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	389	389
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	341	335
Gain de dilution découlant des parts émises de PipeLines LP	30	-
Autres	4	5
Solde à la fin de la période	375	340
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	4 258	4 131
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 150	980
Dividendes sur les actions ordinaires	(886)	(829)
Dividendes sur les actions privilégiées	(17)	(17)
Solde à la fin de la période	4 505	4 265
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(877)	(632)
Autres éléments du résultat étendu	61	(187)
Solde à la fin de la période	(816)	(819)
	3 689	3 446
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	16 089	15 396
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	768	785
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
PipeLines LP	76	64
Portland	3	1
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	8	4
Vente de parts de PipeLines LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	321	-
Diminution de la participation de TCPL	(50)	-
Distributions versées aux participations sans contrôle	(78)	(68)
Change et autres	59	1
Solde à la fin de la période	1 107	787
Total des capitaux propres	17 196	16 183

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(non audité)

1. Règles de présentation

Les états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») et qui sont décrits plus en détail à la note 2. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés audités annuels de TCPL pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, exception faite de l'information présentée à la note 2. Ces états financiers consolidés tiennent compte des ajustements, ajustements récurrents habituels dans tous les cas, 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 audités de 2010 compris dans le rapport annuel 2010 de TCPL. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou « la société » englobe TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. 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 2010 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Dans le secteur des gazoducs, qui est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits annuels et le bénéfice net 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.

Pour le secteur des oléoducs, qui est principalement constitué des participations de la société dans l'oléoduc Keystone, les produits annuels sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours du même exercice et les fluctuations découlent des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que de modifications des volumes transportés sur le marché au comptant et des droits connexes imputés. Les volumes transportés sur le marché au comptant dépendent de la demande des clients, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus pour les raffineries, installations terminales et pipelines ainsi que de circonstances 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

Modifications de conventions comptables pour 2011

Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle

Le 1^{er} janvier 2011, la société a adopté les exigences du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupements d'entreprises », qui s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1^{er} janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires et la communication d'informations supplémentaires. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 étaient également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigent la présentation des participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclut désormais 100 % des résultats de la filiale et présente la ventilation du bénéfice entre les participations assurant le contrôle et les participations sans contrôle. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 ont été appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 ont été appliqués rétrospectivement.

Modifications comptables futures

PCGR des États-Unis / Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA avait précédemment annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »).

En octobre 2010, le CNC et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont modifié leurs politiques visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui, comme TCPL, appliquent les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés « CATR » afin de permettre à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant une année. TCPL a reporté l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada en 2011, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'ICCA*, afin de poursuivre l'application de la CATR.

Dans l'application des PCGR du Canada, TCPL respecte les recommandations de méthodes comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés. Selon ces normes sur la CATR, pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges peut différer de celui qui est autrement prévu aux termes des PCGR pour les activités dont les tarifs ne sont pas réglementés. L'IASB a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et a supprimé le projet de CATR de son programme actuel. TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur dans un avenir prévisible.

À titre de société inscrite à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et elle a l'option, conformément aux règles canadiennes de

communication de l'information, de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. En raison des faits dont il est question ci-dessus, le conseil d'administration de la société a approuvé l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012. Les conventions comptables et l'incidence financière de l'adoption, par TCPL, des PCGR des États-Unis sont conformes à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et, de ce fait, il ne sera pas nécessaire d'apporter des changements importants aux systèmes et procédés en place pour appliquer les PCGR des États-Unis en tant que principales normes comptables.

3. Informations sectorielles

Pour les trimestres clos

les 30 septembre

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs ⁽¹⁾		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits	1 098	1 080	229	-	1 066	1 049	-	-	2 393	2 129
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(377)	(366)	(73)	-	(407)	(433)	(18)	(18)	(875)	(817)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(270)	(301)	-	-	(270)	(301)
Amortissement	(247)	(232)	(38)	-	(101)	(94)	(3)	-	(389)	(326)
	474	482	118	-	288	221	(21)	(18)	859	685
Intérêts débiteurs									(267)	(173)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(13)	(13)
Intérêts créditeurs et autres									(44)	27
Charge d'impôts									(126)	(116)
Bénéfice net									409	410
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(26)	(23)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									383	387
Dividendes sur les actions privilégiées									(6)	(6)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									377	381

Pour les périodes de neuf

mois closes

les 30 septembre

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs ⁽¹⁾		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits	3 294	3 270	575	-	2 910	2 737	-	-	6 779	6 007
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 066)	(1 092)	(167)	-	(1 166)	(1 170)	(57)	(66)	(2 456)	(2 328)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(732)	(773)	-	-	(732)	(773)
Amortissement	(735)	(736)	(95)	-	(298)	(274)	(10)	-	(1 138)	(1 010)
	1 493	1 442	313	-	714	520	(67)	(66)	2 453	1 896
Intérêts débiteurs									(768)	(565)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(40)	(44)
Intérêts créditeurs et autres									12	33
Charge d'impôts									(428)	(275)
Bénéfice net									1 229	1 045
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(79)	(65)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									1 150	980
Dividendes sur les actions privilégiées									(17)	(17)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									1 133	963

⁽¹⁾ Depuis février 2011, TCPL comptabilise le résultat lié aux installations de Wood River/Patoka et au prolongement Cushing de Keystone.

Total de l'actif*(non audité)**(en millions de dollars)*

	30 septembre 2011	31 décembre 2010
Gazoducs	23 584	23 592
Oléoducs	9 137	8 501
Énergie	13 698	12 847
Siège social	2 574	3 009
	48 993	47 949

4. Dette à long terme

En août 2011, TransCanada PipeLine USA Ltd. a effectué un remboursement de capital de 200 millions de dollars US sur le prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US échéant en 2012.

En juillet 2011, PipeLines LP a haussé sa facilité de crédit renouvelable de premier rang pour la porter à 500 millions de dollars US et elle en a reporté l'échéance à juillet 2016. Le solde de 300 millions de dollars US de l'emprunt à terme de PipeLines LP échoit en décembre 2011 et, selon toute attente, il fera l'objet d'un refinancement sous forme de dette assortie d'un taux fixe ou variable à son échéance ou auparavant.

En juin 2011, TCPL a racheté pour 60 millions de dollars de billets à moyen terme à 9,5 % et, en janvier 2011, elle a racheté pour 300 millions de dollars de billets à moyen terme à 4,3 %.

En juin 2011, PipeLines LP a émis des billets de premier rang à 4,65 % d'un montant de 350 millions de dollars US échéant en 2021 et elle a annulé un montant de 175 millions de dollars US de sa facilité de crédit consortiale de premier rang non garantie. Le produit de l'émission a servi à réduire l'emprunt à terme et la facilité de crédit renouvelable de premier rang de PipeLines LP ainsi qu'à rembourser son prêt-relais.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 66 millions de dollars et 231 millions de dollars (160 millions de dollars et 437 millions de dollars en 2010) relativement aux projets d'investissement.

5. Capitaux propres et capital-actions

En mai 2011, PipeLines LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 7 245 000 parts ordinaires au prix de 47,58 \$ US la part, pour un produit brut d'environ 345 millions de dollars US. TCPL a investi un montant supplémentaire d'environ 7 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la conclusion de cette émission, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 %.

6. Instruments financiers et gestion des risques

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

Risque de crédit lié aux contreparties et risque d'illiquidité

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 aux débiteurs, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception faite des montants se rapportant aux

actifs dérivés, sont incluses sous les postes Débiteurs et autres et Actifs disponibles à la vente du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-après. Des garanties, des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 septembre 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 septembre 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 271 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

La société continue de gérer le risque d'illiquidité 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.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Au 30 septembre 2011, 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 40 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 décembre 2010). La variation de l'ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 a donné lieu respectivement à des pertes non réalisées nettes de 1 million de dollars avant les impôts et de néant (néant et pertes de 20 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010), lesquelles ont été constatées en tant qu'ajustements aux produits et aux stocks. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 3 millions de dollars et 13 millions de dollars avant les impôts (gains de 7 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010), montants constatés dans les produits.

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 ouvertes liquides. 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 7 millions de dollars au 30 septembre 2011 (12 millions de dollars au 31 décembre 2010). Le recul de la valeur à risque découle avant tout de la moindre volatilité des prix pour les installations énergétiques de l'Ouest.

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 de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 30 septembre 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 10 milliards de dollars (10 milliards de dollars US) et une juste valeur de 12 milliards de dollars (12 milliards de dollars US). Au 30 septembre 2011, un montant de 66 millions de dollars a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 41 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs, un montant de 44 millions de dollars a été inclus dans les créditeurs et un montant de

83 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

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

Actif (passif) (non audité) (en millions de dollars)	30 septembre 2011		31 décembre 2010	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2011 à 2018)	19	3 700 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2011 à 2012)	(39)	725 US	2	100 US
	(20)	4 425 US	181	2 900 US

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

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

Sommaire des instruments financiers non dérivés

(non audité) (en millions de dollars)	30 septembre 2011		31 décembre 2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	571	571	752	752
Débiteurs et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 533	1 578	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 259	1 259	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	38	38	20	20
	3 401	3 446	3 699	3 739
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 865	1 865	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 253	1 253	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 796	2 796	2 703	2 703
Intérêts courus	431	431	361	361
Dette à long terme	18 110	22 588	17 922	21 523
Dette à long terme de coentreprises	855	980	866	971
Billets subordonnés de rang inférieur	1 030	1 034	985	992
	26 340	30 947	26 373	30 086

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 comprenait respectivement des pertes de 7 millions de dollars et de 18 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives de 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (150 millions de dollars US en 2010) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

⁽²⁾ Au 30 septembre 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 206 millions de dollars (1 280 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les débiteurs, de 47 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les autres actifs à court terme et de 318 millions de dollars (264 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les actifs incorporels et autres actifs.

- (3) Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US au 31 décembre 2010) au titre de la dette à long terme qui est ajusté à la juste valeur.
- (4) Au 30 septembre 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 224 millions de dollars (1 414 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les créditeurs et de 29 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2010) 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 2011

(non audité)

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

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	133 \$	160 \$	- \$	26 \$
Passifs	(107)\$	(195)\$	(46)\$	(26)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	21 147	136	-	-
Ventes	25 884	109	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 366 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2011	5 \$	(13)\$	(41)\$	1 \$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2011	8 \$	(39)\$	(41)\$	1 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2011	21 \$	(20)\$	(7)\$	3 \$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2011	32 \$	(61)\$	26 \$	8 \$
Dates d'échéance	2011-2018	2011-2016	2011-2012	2012-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	46 \$	7 \$	5 \$	18 \$
Passifs	(182)\$	(17)\$	(36)\$	(8)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	17 728	10	-	-
Ventes	8 732	-	-	-
En dollars US	-	-	104 US	1 000 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2011	(54)\$	(6)\$	- \$	(4)\$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2011	(100)\$	(14)\$	- \$	(13)\$
Dates d'échéance	2011-2017	2011-2013	2013-2014	2011-2015

(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 et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel 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. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, 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 18 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 30 septembre 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 5 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 comprenait des gains de respectivement 1 million de dollars et néant 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 clos le 30 septembre 2011, le bénéfice net 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.

2010

(non audité)

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

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction				
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾				
Actifs	169 \$	144 \$	8 \$	20 \$
Passifs	(129)\$	(173)\$	(14)\$	(21)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 610	158	-	-
Ventes	18 114	96	-	-
En dollars CA	-	-	-	736
En dollars US	-	-	1 479 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2010	(1)\$	4 \$	10 \$	50 \$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2010	(27)\$	9 \$	(1)\$	33 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2010	13 \$	(10)\$	6 \$	(54)\$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2010	50 \$	(39)\$	8 \$	(64)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2011-2015	2011-2015	2011-2012	2011-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾				
Actifs	112 \$	5 \$	- \$	8 \$
Passifs	(186)\$	(19)\$	(51)\$	(26)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	16 071	17	-	-
Ventes	10 498	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 125 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 septembre 2010	37 \$	(19)\$	- \$	(7)\$
Période de neuf mois close le 30 septembre 2010	(6)\$	(28)\$	- \$	(26)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2011-2015	2011-2013	2011-2014	2011-2015

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

(2) Au 31 décembre 2010.

- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.
- (4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel 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. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, 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 8 millions de dollars et une valeur nominale de 250 millions de dollars US au 31 décembre 2010. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Les pertes reflétées dans le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010 étaient de respectivement néant et 1 million 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 clos le 30 septembre 2010, le bénéfice net 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 audité)

(en millions de dollars)

	30 septembre 2011	31 décembre 2010
À court terme		
Autres actifs à court terme	319	273
Créditeurs	(405)	(337)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	183	374
Montants reportés	(339)	(282)

Hiérarchie de la juste valeur

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur. La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau est déterminée 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 de données d'entrée autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données d'entrée importantes peuvent être observées, directement ou indirectement. Cette catégorie comprend la juste valeur déterminée au moyen de techniques d'évaluation telles que des modèles d'établissement du prix d'options et d'extrapolation à l'aide de données observables. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau sont déterminées en fonction de données qui ne sont pas facilement observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. Les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés sont incluses dans cette catégorie. Les prix des produits de base faisant l'objet d'opérations à échéance éloignée sont déterminés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les données fondamentales du marché pour établir des prix à long terme.

Il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011. Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	30 sept. 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2011	31 déc. 2010
Actifs (passifs) <i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>								
Stocks de gaz naturel	-	-	40	49	-	-	40	49
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	44	28	-	-	44	28
Contrats de change	5	10	107	179	-	-	112	189
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	166	269	2	5	168	274
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	88	93	79	56	-	-	167	149
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(34)	(47)	-	-	(34)	(47)
Contrats de change	(71)	(11)	(138)	(54)	-	-	(209)	(65)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(260)	(299)	(18)	(8)	(278)	(307)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(162)	(178)	(50)	(15)	-	-	(212)	(193)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	38	20	-	-	-	-	38	20
	<u>(102)</u>	<u>(66)</u>	<u>(46)</u>	<u>166</u>	<u>(16)</u>	<u>(3)</u>	<u>(164)</u>	<u>97</u>

Le tableau qui suit présente la variation nette des actifs et des passifs financiers évalués à la juste valeur et inclus dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau :

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>	Instruments dérivés ⁽¹⁾	
	2011	2010
Solde au 1 ^{er} janvier	(3)	(2)
Nouveaux contrats ⁽²⁾	1	(15)
Transferts du troisième niveau ⁽³⁾	(2)	(20)
Règlements	-	(3)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	1	14
Variation des gains (pertes) non réalisé(e)s comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	(13)	38
Solde au 30 septembre	<u>(16)</u>	<u>12</u>

⁽¹⁾ La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés est présentée sur une base nette.

⁽²⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, il n'y a eu aucun montant (gain de 1 million de dollars et de néant pour les périodes respectives en 2010) inclus dans le bénéfice net attribuable aux instruments dérivés conclus au cours de la période considérée et toujours détenus à la date du bilan.

⁽³⁾ Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données deviennent observables, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 10 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 30 septembre 2011.

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 clos les 30 septembre (non audité)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2011	2010	2011	2010
Coût des services rendus au cours de la période	14	12	-	-
Intérêts débiteurs	23	22	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(29)	(27)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	5	2	-	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	14	10	2	2

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2011	2010	2011	2010
Coût des services rendus au cours de la période	41	37	1	1
Intérêts débiteurs	68	67	6	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(85)	(81)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	16	6	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	3	3	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	43	32	8	8

8. Cessions

Le 3 mai 2011, la société a réalisé la vente d'une participation de 25 % chacune dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à PipeLines LP à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US, sous réserve d'ajustements à la signature de l'entente, montant qui comprenait une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

Le 3 mai 2011, PipeLines LP a réalisé un appel public à l'épargne par voie de prise ferme de 7 245 000 parts ordinaires, y compris les 945 000 parts ordinaires achetées par les preneurs fermes aux termes du plein exercice de l'option de surallocation qui leur avait été accordée au prix de 47,58 \$ US la part. Le produit brut de cet appel public à l'épargne, soit environ 345 millions de dollars US, a servi à financer en partie l'acquisition. L'acquisition a aussi été financée par des prélèvements de 61 millions de dollars US sur le prêt-relais de PipeLines LP et de 125 millions de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US.

Dans le cadre de cet appel public à l'épargne, TCPL fera un apport de capital d'environ 7 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 % dans PipeLines LP et la société n'a pas acheté de parts supplémentaires. À la suite de l'émission des parts ordinaires, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 % et elle a été constatée dans le surplus d'apport déduction faite d'un gain de dilution de 30 millions de dollars après les impôts (50 millions de dollars avant les impôts).

9. Éventualités

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. TCPL prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2011 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits pour les neuf premiers mois de 2011 ne devrait être remboursable.

10. Opérations entre apparentés

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Dates d'échéance	2011		2010	
		Encours au 30 septembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte	2011	2 674	1,4 %	2 566	1,4 %
Facilité de crédit		(1 415)	3,0 %	(1 203)	2,3 %
		<u>1 259</u>		<u>1 363</u>	

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Dates d'échéance	2011		2010	
		Encours au 30 septembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Facilité de crédit	2012	<u>2 796</u>	3,8 %	<u>2 703</u>	3,8 %

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/Terry Hook/Lee Evans au 403-920-7911.

Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : James Millar/Terry Cunha/Shawn Howard au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

Site Web de TransCanada : www.transcanada.com