

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 28 juillet 2011, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non audités ci-joints de TransCanada PipeLines (« TCPL » ou la « société ») pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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, des coûts, des calendriers (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement) et des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que de l'incidence prévue d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les 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, 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 ne constituent pas des mesures définies prescrites par les 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 efficace, 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.

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 juin
(non audité)
(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
BAIIA comparable	711	696	153	-	290	254	(15)	(22)	1 139	928
Amortissement	(244)	(251)	(34)	-	(97)	(90)	(4)	-	(379)	(341)
BAII comparable	467	445	119	-	193	164	(19)	(22)	760	587
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(263)	(198)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(11)	(15)
Intérêts créditeurs et autres comparables									26	(18)
Impôts sur le bénéfice comparables									(132)	(57)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(23)	(17)
Dividendes sur les actions privilégiées									(5)	(5)
Résultat comparable									352	277
Poste particulier (déduction faite des impôts) :										
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾									(4)	10
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									348	287

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

	2011	2010
Intérêts débiteurs comparables	(263)	(198)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	1	-
Intérêts débiteurs	(262)	(198)
Intérêts créditeurs et autres comparables	26	(18)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	(3)	-
Intérêts créditeurs et autres	23	(18)
Impôts sur le bénéfice comparables	(132)	(57)
Poste particulier :		
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques ⁽¹⁾	1	(5)
Charge d'impôts	(131)	(62)

⁽¹⁾ Pour les trimestres clos les 30 juin
(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	1	9
Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes	(4)	6
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt	1	-
Instruments dérivés visant le change	(3)	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	1	(5)
Activités de gestion des risques	(4)	10

Pour les semestres clos
les 30 juin

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
BAIIA comparable	1 507	1 464	252	-	644	513	(39)	(48)	2 364	1 929
Amortissement	(488)	(504)	(57)	-	(197)	(180)	(7)	-	(749)	(684)
BAII comparable	1 019	960	195	-	447	333	(46)	(48)	1 615	1 245
Autres postes de l'état des résultats										
Intérêts débiteurs comparables									(501)	(392)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(27)	(31)
Intérêts créditeurs et autres comparables									57	6
Impôts sur le bénéfice comparables									(310)	(171)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(53)	(42)
Dividendes sur les actions privilégiées									(11)	(11)
Résultat comparable									770	604
Poste particulier (déduction faite des impôts) :										
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾									(14)	(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									756	582

Pour les semestres clos les 30 juin

(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
Intérêts débiteurs comparables	(501)	(392)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	-	-
Intérêts débiteurs	(501)	(392)
Intérêts créditeurs et autres comparables	57	6
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ⁽¹⁾	(1)	-
Intérêts créditeurs et autres	56	6
Impôts sur le bénéfice comparables	(310)	(171)
Poste particulier :		
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques ⁽¹⁾	8	12
Charge d'impôts	(302)	(159)

⁽¹⁾ Pour les semestres clos les 30 juin
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
(Pertes) gains lié(e)s aux activités de gestion des risques :		
Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(12)	(19)
Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes	(9)	(15)
Instruments dérivés visant le change	(1)	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	8	12
Activités de gestion des risques	(14)	(22)

Résultats d'exploitation consolidés

Au deuxième trimestre de 2011, le bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle de TCPL s'est chiffré à 353 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 348 millions de dollars, comparativement à respectivement 292 millions de dollars et 287 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2010.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2011 s'est établi à 352 millions de dollars comparativement au chiffre de 277 millions de dollars inscrit pour la même période en 2010. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2011 ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de 4 millions de dollars après les impôts (5 millions de dollars avant les impôts) (gains de 10 millions de dollars après les impôts (15 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 75 millions de dollars au deuxième trimestre de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010, et il tenait compte de ce qui suit :

- la progression du BAII comparable du secteur des gazoducs, qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat d'ANR et du réseau de l'Alberta, aux résultats supplémentaires provenant de Bison et de Guadalajara, mis en service respectivement en janvier 2011 et en juin 2011, annulée en partie par l'incidence négative du fléchissement du dollar US sur les activités aux États-Unis ainsi que la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater les résultats de Keystone au premier trimestre de 2011;
- l'accroissement du BAII comparable du secteur de l'énergie, surtout en raison de la majoration des volumes et des prix réalisés pour Bruce A, les résultats supplémentaires attribuables à la mise en service de Halton Hills en septembre 2010 et de Coolidge en mai 2011 ainsi que l'augmentation des paiements de capacité et des prix réalisés pour les installations énergétiques aux États-Unis, annulé en partie par le recul des prix pour les installations énergétiques de l'Ouest ainsi que la baisse des volumes et des prix réalisés pour Bruce B;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable avant tout à une baisse des intérêts capitalisés relativement à Keystone et à Halton Hills et l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2010, annulés en partie par les gains réalisés au deuxième trimestre de 2011, alors que des pertes avaient été inscrites au deuxième trimestre de 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel la société est exposée et l'incidence positive d'une devise américaine moins forte sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- les intérêts créditeurs et autres comparables supérieurs, qui comprennent des gains réalisés au deuxième trimestre de 2011, comparativement à des pertes au deuxième trimestre de 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 au deuxième trimestre de 2011 comparativement au deuxième trimestre de 2010 et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice favorables supérieurs au deuxième trimestre de 2010.

Au premier semestre de 2011, le bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle de TCPL s'est chiffré à 767 millions de dollars alors que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 756 millions de dollars, comparativement aux chiffres de respectivement 593 millions de dollars et 582 millions de dollars inscrits pour la même période en 2010.

Le résultat comparable du premier semestre de 2011 a été de 770 millions de dollars comparativement à 604 millions de dollars pour la même période en 2010. Le résultat comparable du premier semestre de 2011 ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de 14 millions de dollars après les impôts (22 millions de dollars avant les impôts) (pertes de 22 millions de dollars après les impôts (34 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 166 millions de dollars entre le premier semestre de 2010 et celui de 2011 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, la hausse du résultat provenant du réseau de l'Alberta et le recul des coûts d'expansion des affaires se rapportant au projet de gazoduc de l'Alaska, contré en partie par l'incidence négative du fléchissement du dollar US et la progression des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater les résultats de Keystone au premier trimestre de 2011;
- la hausse du BAII du secteur de l'énergie, surtout en raison de l'accroissement des volumes et de 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, des prix réalisés supérieurs 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 du projet éolien Kibby en octobre 2011 ainsi que des produits supérieurs provenant des installations énergétiques aux États-Unis, annulée en partie par le recul des prix réalisés et la baisse des volumes à Bruce B ainsi que 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 relativement à Keystone et à Halton Hills et l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2010, annulés en partie par les gains réalisés en 2011, alors que des pertes avaient été inscrites en 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel la société est exposée et l'incidence positive d'une devise américaine moins forte sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US et les titres d'emprunt canadiens échéant en 2011 et en 2010;
- les intérêts créditeurs et autres comparables supérieurs, qui comprennent des gains réalisés en 2011, comparativement à des pertes 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 et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice favorables supérieurs en 2010.

Les résultats financiers importants du premier trimestre et du premier semestre de 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 le semestre clos le 30 juin 2011, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar US s'est chiffré à respectivement 0,97 et 0,98 (respectivement 1,03 et 1,03 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
BII comparable des gazoducs aux États-Unis ⁽¹⁾	175	147	424	373
BII comparable des oléoducs aux États-Unis ⁽¹⁾	81	-	132	-
BII comparable des installations énergétiques aux États-Unis ⁽¹⁾	65	42	97	81
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(180)	(163)	(362)	(322)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	25	65	72	133
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(44)	(36)	(95)	(81)
	122	55	268	184

⁽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 élevé à 467 millions de dollars et à 1,0 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, alors qu'il avait été de respectivement 445 millions de dollars et 960 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2010.

Résultats du secteur des gazoducs

(non audité)

(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	267	263	532	528
Réseau de l'Alberta	181	176	366	351
Foothills	32	35	65	68
Autres (TQM, Ventures LP)	13	14	25	27
BAIIA comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	493	488	988	974
Amortissement	(181)	(185)	(361)	(368)
BAII comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	312	303	627	606
Gazoducs aux États-Unis (en dollars US)				
ANR	70	59	181	174
GTN ⁽²⁾	31	40	76	83
Great Lakes ⁽³⁾	25	25	55	57
PipeLines LP ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	23	22	50	47
Iroquois	16	17	35	35
Bison ⁽²⁾⁽⁶⁾	14	-	27	-
Portland ⁽⁵⁾⁽⁷⁾	3	1	13	11
International (Tamazunchale, Guadalajara, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY) ⁽⁸⁾	15	14	25	24
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁹⁾	(2)	(3)	(4)	(9)
Participations sans contrôle ⁽⁵⁾	46	36	96	82
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	241	211	554	504
Amortissement	(66)	(64)	(130)	(131)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	175	147	424	373
Change	(5)	5	(9)	14
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars CA)	170	152	415	387
BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs⁽¹⁾	(15)	(10)	(23)	(33)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	467	445	1 019	960
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	711	696	1 507	1 464
Amortissement	(244)	(251)	(488)	(504)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	467	445	1 019	960

(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 rendent 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 de 53,6 % de la société.

- (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 du gazoduc Bison depuis janvier 2011.
- (7) Ces données représentent la participation de 61,7 % de la société.
- (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 la société.

Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Réseau principal au Canada	63	64	125	130
Réseau de l'Alberta	50	37	98	75
Foothills	6	7	12	13

Gazoducs au Canada

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de respectivement 1 million de dollars et 5 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2010, baisse provenant surtout d'une diminution 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 de la 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 BAIIA comparable du réseau principal au Canada, à 267 millions de dollars et 532 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, a progressé de 4 millions de dollars comparativement à chacune des périodes respectives en 2010. La hausse des produits découlant des revenus incitatifs et des coûts transférés supérieurs a été partiellement contrée par un rendement généralement inférieur, lié à la réduction du RCA et des charges financières, sur une base tarifaire réduite. Les coûts transférés n'ont aucune incidence sur le bénéfice net et leur accroissement s'explique par les impôts sur le bénéfice supérieurs.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 50 millions de dollars au deuxième trimestre de 2011 et à 98 millions de dollars au premier semestre de 2011, contre respectivement 37 millions de dollars et 75 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2010. L'augmentation tient compte d'un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % approuvé par l'ONÉ en septembre 2010 dans le cadre de la demande de la société ayant trait au règlement visant les besoins en produits pour la période de 2010 à 2012. Le bénéfice net en 2010 tenait compte d'un RCA de 8,75 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 35 %.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est établi à 181 millions de dollars au deuxième trimestre de 2011 et à 366 millions de dollars au premier semestre de 2011, alors qu'il avait été de respectivement 176 millions de dollars et 351 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2010. L'augmentation s'explique avant tout par l'accroissement du RCA compris dans le règlement sur les besoins en produits pour la période de 2010 à 2012.

Gazoducs aux États-Unis

Le BAIIA comparable d'ANR, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, a été de respectivement 70 millions de dollars US et 181 millions de dollars US, alors qu'il s'était chiffré à

respectivement 59 millions de dollars US et 174 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2010. Ces progressions s'expliquent avant tout par la progression des produits de transport et de stockage, un règlement conclu avec une contrepartie et l'augmentation des ventes de produits de base connexes, annulée en partie par l'accroissement des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le BAIIA comparable de GTN pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 a été de respectivement 31 millions de dollars US et 76 millions de dollars US comparativement à 40 millions de dollars US et à 83 millions de dollars US pour les mêmes périodes en 2010. Ces reculs s'expliquent surtout par le fait que TCPL ait vendu sa participation de 25 % dans GTN à PipeLines LP en mai 2011.

Le gazoduc Bison a été mis en service en janvier 2011. La quote-part de TCPL du BAIIA comparable s'est établie à respectivement 14 millions de dollars US et 27 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011. Le BAIIA tient compte de la vente par TCPL de sa participation de 25 % dans le gazoduc Bison à PipeLines LP en mai 2011.

Pour le reste des gazoducs aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi à 157 millions de dollars US et à 346 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, comparativement à 152 millions de dollars US et à 333 millions de dollars US pour les mêmes périodes en 2010. Les hausses étaient surtout dues aux produits supérieurs de Northern Border, à la compression des frais généraux et des frais d'administration et de soutien ainsi qu'au résultat du gazoduc Guadalajara qui a été mis en service le 15 juin 2011.

Amortissement

L'amortissement des gazoducs a diminué de 7 millions de dollars et de 16 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, comparativement aux périodes correspondantes de 2010. Ce recul découle principalement des taux d'amortissement moindres prévus dans les règlements tarifaires pour Great Lakes et le réseau de l'Alberta ainsi que de l'incidence du fléchissement du dollar US sur l'amortissement des actifs aux États-Unis, annulé en partie par l'amortissement supplémentaire pour Bison.

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 5 millions de dollars et a diminué de 10 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, comparativement aux mêmes périodes en 2010. Les coûts d'expansion des affaires ont augmenté au deuxième trimestre de 2011 comparativement au deuxième trimestre de 2010, principalement en raison de l'intensification des travaux en 2011 dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska, mais cette hausse a été partiellement annulée par le remboursement, par l'État de l'Alaska, de 90 % des coûts de projet admissibles depuis le 31 juillet 2010, alors que ces frais n'étaient remboursables que dans une proportion de 50 % avant cette date. Le recul des coûts d'expansion des affaires au cours du premier semestre de 2011 s'explique principalement par le remboursement d'un pourcentage supérieur des coûts par l'État de l'Alaska. Les frais imputables au projet ainsi que les remboursements sont partagés proportionnellement avec ExxonMobil, l'associé de TCPL dans la coentreprise dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska. Le recul des coûts d'expansion des affaires au premier semestre 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

Semestres clos les 30 juin (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)	6 328	6 572	4 993	4 975	617	666	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)								
Total	1 059	844	1 788	1 723	630	680	870	795
Moyenne quotidienne	5,9	4,7	9,9	9,5	3,5	3,8	4,8	4,4

- (1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et en Saskatchewan ont totalisé 643 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (645 Gpi³ en 2010) pour une moyenne quotidienne de 3,6 Gpi³ (3,6 Gpi³ en 2010).
- (2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 1 733 Gpi³ pour le semestre clos le 30 juin 2011 (1 740 Gpi³ en 2010) pour une moyenne quotidienne de 9,6 Gpi³ (9,6 Gpi³ en 2010).
- (3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR puisque ces réseaux sont exploités 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 cinq mois clos le 30 juin 2011, la société a constaté un BAII comparable de respectivement 119 millions de dollars et 195 millions de dollars relativement au secteur Oléoducs. Vers la fin de janvier 2011, les travaux ont été achevés afin d'accroître la pression d'exploitation de Keystone à la suite de la décision de l'ONÉ de supprimer la restriction relative à la pression d'exploitation maximale pour le tronçon ayant fait l'objet d'une conversion en décembre 2010. Au début de février 2011, la société a commencé à constater le BAIIA pour le tronçon de Wood River/Patoka de Keystone et le prolongement de Cushing, qui a alors été mis en service.

Résultats du secteur des oléoducs

Pour la période du 1 ^{er} février au 30 juin (non audité)(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2011	Période de cinq mois close le 30 juin 2011
BAIIA comparable du secteur des oléoducs au Canada⁽¹⁾	55	90
Amortissement	(13)	(22)
BAlI comparable du secteur des oléoducs au Canada⁽¹⁾	42	68
BAIIA comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars US)	103	168
Amortissement	(22)	(36)
BAlI comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽¹⁾ Change	81 (3)	132 (4)
BAlI comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars CA)	78	128
BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur des oléoducs⁽¹⁾	(1)	(1)
BAlI comparable du secteur des oléoducs⁽¹⁾	119	195
Sommaire :		
BAIIA comparable du secteur des oléoducs⁽¹⁾	153	252
Amortissement	(34)	(57)
BAlI comparable du secteur des oléoducs⁽¹⁾	119	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 BAlI comparable.

Données sur l'exploitation

Pour la période du 1 ^{er} février au 30 juin (non audité)	Trimestre clos le 30 juin 2011	Période de cinq mois close le 30 juin 2011
Volumes livrés (en milliers de barils) ⁽¹⁾ :		
Total	30 167	52 633
Moyenne quotidienne	332	351

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

Énergie

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 193 millions de dollars et à 447 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, comparativement à respectivement 164 millions de dollars et 333 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2010.

Résultats du secteur de l'énergie

(non audité)

(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	74	85	194	127
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	71	46	151	98
Bruce Power	56	47	133	110
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(5)	(17)	(15)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽³⁾	192	173	461	320
Amortissement	(69)	(58)	(136)	(118)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada⁽³⁾	123	115	325	202
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
Installations énergétiques du Nord-Est ⁽⁴⁾	99	78	170	151
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(9)	(19)	(18)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾	89	69	151	133
Amortissement	(24)	(27)	(54)	(52)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾	65	42	97	81
Change	(3)	2	(3)	3
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽³⁾ (en dollars CA)	62	44	94	84
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	21	20	52	73
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(2)	(5)	(4)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽³⁾	18	18	47	69
Amortissement	(4)	(4)	(8)	(8)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽³⁾	14	14	39	61
BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur de l'énergie⁽³⁾	(6)	(9)	(11)	(14)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	193	164	447	333
Sommaire :				
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	290	254	644	513
Amortissement	(97)	(90)	(197)	(180)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽³⁾	193	164	447	333

- (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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	182	202	461	366
Installations énergétiques de l'Est	113	65	231	132
Autres ⁽³⁾	18	15	41	37
	313	282	733	535
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(101)	(99)	(244)	(205)
Autres ⁽⁴⁾	(4)	(7)	(9)	(12)
	(105)	(106)	(253)	(217)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(63)	(45)	(135)	(93)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(5)	(17)	(15)
BAIIA comparable⁽¹⁾	136	126	328	210
Amortissement	(41)	(32)	(80)	(69)
BAII comparable⁽¹⁾	95	94	248	141

- (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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	626	594	1 307	1 179
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	770	395	1 848	824
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ⁽³⁾	1 855	2 459	3 960	5 114
Autres achats	174	73	376	222
	3 425	3 521	7 491	7 339
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾	2 038	2 573	4 307	4 842
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	770	395	1 848	840
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	617	553	1 336	1 657
	3 425	3 521	7 491	7 339
Capacité disponible des centrales⁽⁴⁾				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽¹⁾⁽⁵⁾	97 %	94 %	97 %	94 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾⁽⁶⁾	92 %	97 %	95 %	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 deuxième trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 74 millions de dollars et les produits des ventes d'électricité ont été de 182 millions de dollars, soit respectivement 11 millions de dollars et 20 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour la même période en 2010. Cette baisse provient principalement du recul des prix réalisés pour l'électricité en Alberta, partiellement contrebalancée par les 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. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont reculé de 35 % pour s'établir à 52 \$ le mégawatt-heure (« MWh ») au deuxième trimestre de 2011, comparativement à 80 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2010 lorsque certains arrêts d'exploitation imprévus ont donné lieu à des prix beaucoup plus élevés sur le marché au comptant.

Au premier semestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 194 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 461 millions de dollars, soit respectivement 67 millions de dollars et 95 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la même période en 2010. Cette hausse provient surtout de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble et des résultats supplémentaires de Coolidge.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait des résultats à recevoir de respectivement 12 millions de dollars et 51 millions de dollars de la CAE de Sundance A, dont les produits et les coûts ont été constatés comme s'il s'agissait d'arrêts normaux d'exploitation aux groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A.

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.

Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont augmenté de 39 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011, comparativement à la même période en 2010, principalement du fait des volumes supérieurs à Sheerness et de l'augmentation des contrats au détail.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est, à respectivement 71 millions de dollars et 151 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, a progressé de respectivement 25 millions de dollars et 53 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2010. Les produits des ventes d'électricité ont totalisé 113 millions de dollars et 231 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, soit respectivement 48 millions de dollars et 99 millions de dollars de plus que pour les périodes correspondantes de 2010. Ces hausses découlent principalement des résultats supplémentaires de Halton Hills, installation mise en service en septembre 2010.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont respectivement chiffrés à 63 millions de dollars et à 135 millions de dollars, soit une hausse de 18 millions de dollars et de 42 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 mêmes périodes en 2010, l'amortissement s'est accru de 9 millions de dollars et de 11 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 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 77 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au deuxième trimestre de 2011, comparativement à 82 % au deuxième 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 juin 2011, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 4 600 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2011 et 7 500 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 l'a été aux termes de contrats aux deuxièmes trimestres de 2011 et de 2010, 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits ⁽¹⁾	202	197	415	422
Charges d'exploitation	(146)	(150)	(282)	(312)
BAIIA comparable⁽²⁾	56	47	133	110
BAIIA comparable de Bruce A⁽²⁾	32	10	66	23
BAIIA comparable de Bruce B⁽²⁾	24	37	67	87
BAIIA comparable⁽²⁾	56	47	133	110
Amortissement	(28)	(26)	(56)	(49)
BAII comparable⁽²⁾	28	21	77	61
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	97 %	72 %	98 %	69 %
Bruce B	80 %	86 %	86 %	92 %
Capacité cumulée de Bruce Power	85 %	82 %	89 %	85 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	8	25	8	60
Bruce B	49	47	70	47
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	5	22	9	48
Bruce B	19	-	27	6
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 436	1 121	2 936	2 110
Bruce B	1 760	1 944	3 792	4 099
	3 196	3 065	6 728	6 209
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	66 \$	65 \$	66 \$	64 \$
Produits de Bruce B ⁽³⁾	55 \$	59 \$	54 \$	58 \$
Produits cumulés de Bruce Power	59 \$	60 \$	58 \$	60 \$

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A, soit 7 millions de dollars et 15 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (9 millions de dollars et 14 millions de dollars pour les périodes respectives 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 à la production d'électricité et à la production réputée et aux règlements de contrats.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est établie à respectivement 32 millions de dollars et 66 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, soit respectivement 10 millions de dollars et 23 millions de dollars de plus que pour les mêmes périodes en 2010, en raison de la hausse des volumes et de la baisse des charges d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus n'ont pas été aussi nombreux. Les résultats du semestre clos le 30 juin 2010 comprenaient un paiement versé par Bruce B à Bruce A à l'égard de 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.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est chiffrée à respectivement 24 millions de dollars et 67 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011,

soit un repli de respectivement 37 millions de dollars et 87 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2010, et ce, principalement en raison de la baisse des volumes et de l'accroissement des coûts d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation ont été plus nombreux ainsi que des prix réalisés moins élevés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés. Les résultats du semestre clos le 30 juin 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 deuxième 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 deuxième 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 deuxième trimestre de 2011 et de 48,96 \$ le MWh au deuxième 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 mensuel moyen 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 du premier semestre 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 pour s'établir à respectivement 55 \$ le MWh et 54 \$ le MWh pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, soit un recul de 4 \$ le MWh comparativement à chacune des périodes correspondantes de 2010, et il rend 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 au cours d'exercices futurs 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 s'établir à environ 85 % pour les quatre réacteurs de Bruce B. Bruce B a amorcé un arrêt d'exploitation d'environ trois semaines au réacteur 6 vers la fin de juillet 2011. Pour un complément d'information sur les arrêts d'exploitation prévus à des fins d'entretien, il y a lieu de se reporter au rapport de gestion du rapport annuel 2010 de TCPL.

Au 30 juin 2011, Bruce A avait engagé des coûts d'environ 4,4 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,3 milliard 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Installations énergétiques ⁽³⁾	224	237	479	469
Capacité	74	66	113	106
Autres ⁽⁴⁾	13	15	43	40
	311	318	635	615
Achats de produits de base revendus	(84)	(112)	(215)	(248)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽⁴⁾	(128)	(128)	(250)	(216)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(9)	(19)	(18)
BAlIA comparable⁽¹⁾	89	69	151	133
Amortissement	(24)	(27)	(54)	(52)
BAlI comparable⁽¹⁾	65	42	97	81

(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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	1 941	1 789	3 232	2 680
Achats	1 181	2 061	3 120	4 547
	3 122	3 850	6 352	7 227
Capacité disponible des centrales⁽²⁾⁽³⁾	86 %	92 %	84 %	89 %

(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) La capacité disponible a diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011 en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation prévus à Ravenswood et à OSP.

Le BAlIA comparable des installations énergétiques des États-Unis, à respectivement 89 millions de dollars US et 151 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 a progressé de respectivement 20 millions de dollars US et de 18 millions de dollars US comparativement aux mêmes périodes en 2010. Ces hausses proviennent principalement de l'accroissement des produits tirés de la capacité et des prix réalisés pour l'électricité ainsi que des résultats supplémentaires de la deuxième étape du projet éolien de Kibby entrée en service en octobre 2010.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 224 millions de dollars US, soit 13 millions de dollars US de moins que pour la même période en 2010, principalement en raison de la baisse des volumes physiques d'électricité vendus. Ce

repli a été annulé en partie par la hausse des prix réalisés pour l'électricité, les produits supplémentaires tirés de la deuxième étape du projet éolien de Kibby, les nouvelles ventes dans le secteur de PJM Interconnection (« PJM ») et l'accroissement du nombre de clients commerciaux dans l'État de New York. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 479 millions de dollars US, soit un accroissement de 10 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2010, en raison de la progression des prix réalisés pour l'électricité et des produits supplémentaires découlant de la deuxième étape du projet éolien de Kibby ainsi que des produits supplémentaires provenant de PJM et des clients commerciaux dans l'État de New York, accroissement partiellement contré par le recul des volumes d'électricité vendus.

Les produits tirés de la capacité ont été de respectivement 74 millions de dollars US et 113 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, en hausse de respectivement 66 millions de dollars US et de 106 millions de dollars US comparativement aux périodes correspondantes de 2010. Cette augmentation découle principalement de la réduction des arrêts d'exploitation imprévus à Ravenswood, partiellement contrée par le recul des prix de la capacité sur le marché de l'électricité en Nouvelle-Angleterre.

Les achats de produits de base revendus, à respectivement 84 millions de dollars US et 215 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, affichent un recul de respectivement 112 millions de dollars US et de 248 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, annulé en partie par l'augmentation des prix de l'électricité par MWh acheté.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 128 millions de dollars US au deuxième trimestre de 2011, montant comparable à celui inscrit au deuxième trimestre de 2010. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les coûts d'exploitation des centrales et autres, à 250 millions de dollars US, sont de 34 millions de dollars US supérieurs à ceux de la période correspondante de 2010, principalement en raison des coûts de combustible supérieurs du fait de la production accrue, des coûts d'exploitation supplémentaires dans le cadre de la deuxième étape du projet éolien de Kibby et de la réduction des coûts de location liés à Ravenswood en 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 juin 2011, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 3 100 GWh d'électricité, ou 67 %, de leur production prévue pour le reste de 2011. 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. La nature saisonnière des installations énergétiques aux États-Unis donne généralement lieu à des volumes de production supérieurs pendant les mois d'été.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est élevé à respectivement 18 millions de dollars et 47 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, comparativement

aux chiffres de 18 millions de dollars et de 69 millions de dollars enregistrés pour les périodes correspondantes de 2010. La baisse du BAIIA comparable pour le semestre clos le 30 juin 2011 par rapport à la même période en 2010 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.

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Intérêts sur la dette à long terme ⁽²⁾				
Libellée en dollars CA	122	129	244	260
Libellée en dollars US	180	163	362	322
Change	(5)	5	(8)	11
	297	297	598	593
Intérêts divers et amortissement	34	44	68	76
Intérêts capitalisés	(68)	(143)	(165)	(277)
Intérêts débiteurs comparables⁽¹⁾	263	198	501	392

⁽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 deuxième trimestre de 2011, les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 65 millions de dollars pour passer de 198 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 à 263 millions de dollars. Les intérêts débiteurs comparables pour le semestre clos le 30 juin 2011 ont progressé de 109 millions de dollars pour atteindre 501 millions de dollars, alors qu'ils avaient été de 392 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 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 totalisé 26 millions de dollars au deuxième trimestre de 2011. Il s'agit d'une augmentation de 44 millions de dollars comparativement aux intérêts débiteurs de 18 millions de dollars affichés au deuxième trimestre de 2010. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les intérêts créditeurs et autres comparables se sont chiffrés à 57 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de plus que le chiffre de 51 millions de dollars inscrit pour le semestre clos le 30 juin 2010. Cette hausse tient compte des gains réalisés en 2011, comparativement aux pertes inscrites 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 et provenant de la conversion des soldes du fonds de roulement compte tenu du fléchissement du dollar US.

Les impôts sur le bénéfice comparables sont passés de 57 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 à 132 millions de dollars au deuxième trimestre de 2011. Les impôts sur le bénéfice comparables du semestre clos le 30 juin 2011 étaient de 310 millions de dollars alors qu'ils avaient été de 171 millions de dollars pour la même période de 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 et sont comparables à ce qu'elles étaient au cours des derniers exercices. 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 200 millions de dollars US arrivant à échéance respectivement en novembre 2011, décembre 2012, décembre 2012 et février 2013. Ces facilités appuient par ailleurs les programmes de papier commercial de la société. En outre, au 30 juin 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 169 millions de dollars et les échéances tombaient en 2011 et en 2012. Toujours au 30 juin 2011, TCPL disposait encore de fonds de 2,0 milliards de dollars et 1,75 milliard de dollars US, respectivement en titres d'emprunt aux termes de ses prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. 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 juin 2011, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 455 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 fonds provenant de 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	869	922	1 764	1 634
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	26	(316)	136	(200)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	895	606	1 900	1 434

⁽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 289 millions de dollars et de 466 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, comparativement aux mêmes périodes en 2010, et ce, essentiellement en raison des variations du fonds de roulement d'exploitation. Les résultats du semestre clos le 30 juin 2011 tiennent compte également d'une hausse des fonds provenant de l'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 se sont élevés à respectivement 869 millions de dollars et 1,8 milliard de dollars, comparativement à 922 millions de dollars et à 1,6 milliard de dollars pour les mêmes périodes en 2010. Le recul affiché pour le trimestre clos le 30 juin 2011 est essentiellement attribuable aux

économies d'impôts, au deuxième trimestre de 2010, en raison de l'amortissement imprévu aux fins de l'impôt aux États-Unis des actifs de Keystone mis en service en juin 2010. Les liquidités générées par le résultat se sont accrues entre le deuxième trimestre de 2010 et celui de 2011, exclusion faite des économies d'impôts en 2010 attribuables à l'amortissement imprévu. L'augmentation constatée pour le semestre clos le 30 juin 2011 découle principalement des liquidités générées par le résultat, mais elle a été partiellement contrée par les économies d'impôts en 2010 attribuables à l'amortissement imprévu.

Au 30 juin 2011, le passif à court terme de TCPL atteignait 4,6 milliards de dollars alors que son actif à court terme s'établissait à 4,0 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un fonds de roulement négatif de 0,6 milliard de dollars. Exclusion faite de billets à payer totalisant 1,6 milliard de dollars, aux termes des programmes de papier commercial de la société, et des retraits sur ses facilités de crédit, le fonds de roulement s'établissait à 1,0 milliard de dollars.

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 le semestre clos le 30 juin 2011, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 0,7 milliard de dollars et 1,4 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars et 2,3 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 13 juillet 2011, PipeLines LP a conclu une facilité de crédit renouvelable consortiale de premier rang de 500 millions de dollars US de cinq ans, échéant en juillet 2016. Le produit de la facilité de crédit a été affecté à la réduction de l'emprunt à terme et de la facilité de crédit renouvelable de premier rang de PipeLines LP ainsi qu'au remboursement de son prêt-relais. Le solde de 300 millions de dollars US de l'emprunt à terme de PipeLines LP échoit en décembre 2011.

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.

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 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 28 juillet 2011, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se clôturant le 30 septembre 2011, un dividende trimestriel d'un montant 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 septembre 2011. Le dividende est payable le 31 octobre 2011. De plus, le conseil a déclaré, pour les périodes se clôturant respectivement le 30 octobre 2011 et le 1^{er} novembre 2011, des dividendes de 0,70 \$ par action sur les actions privilégiées de série U et de série Y. Les dividendes sont payables respectivement le 31 octobre 2011 et le 1^{er} novembre 2011 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 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

Au cours du premier semestre de 2011, TCPL a affiché une réduction nette de ses obligations d'achat, principalement en raison du règlement de ses engagements dans le cours normal des affaires. Il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2010 et le 30 juin 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 d'importance critique 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 »).

Conformément aux PCGR, TCPL applique des conventions comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés. Selon ces normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« 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.

En juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés qui proposait une certaine norme de CATR conformément aux IFRS. À sa réunion de septembre 2010, 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.

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 appliquent la 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.

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 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 du projet de passage aux IFRS de TCPL a été réaffectée au soutien de la conversion aux PCGR des États-Unis. L'équipe de conversion est dirigée par un comité directeur multidisciplinaire qui assure une orientation 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.

Une formation aux PCGR des États-Unis est dispensée au personnel de TCPL qui est touché par la conversion et elle continuera de l'être au besoin tout au long de 2011. Il n'est 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 en raison du fait que TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis ». L'incidence des contrôles internes sur les contrôles et procédures de communication de l'information financière sera examinée 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 au bilan 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 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 de 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-dessous. 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 juin 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 juin 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 286 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 juin 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 47 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 le semestre clos le 30 juin 2011 a donné lieu respectivement à des pertes non réalisées nettes de 1 million de dollars avant les impôts et à des gains de 1 million de dollars avant les impôts (gains de 4 millions de dollars et pertes de 20 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010), lesquels ont été constatés en tant d'ajustements aux produits et aux stocks. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 10 millions de dollars avant les impôts (gains de 2 millions de dollars et de 5 millions de dollars pour les période 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 11 millions de dollars au 30 juin 2011, montant comparable à la VaR de 12 millions de dollars au 31 décembre 2010.

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 juin 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,5 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 10,8 milliards de dollars (11,2 milliards de dollars US). Au 30 juin 2011, un montant de 279 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs à court terme et dans les autres actifs 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 juin 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)	276	3 550 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2011)	3	600 US	2	100 US
	279	4 150 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 auditée)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	30 juin 2011		31 décembre 2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	455	455	752	752
Débiteurs et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 502	1 534	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 249	1 249	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	22	22	20	20
	3 228	3 260	3 699	3 739
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 628	1 628	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 059	1 059	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 796	2 796	2 703	2 703
Intérêts courus	403	403	361	361
Dette à long terme	17 340	20 498	17 922	21 523
Dette à long terme de coentreprises	839	946	866	971
Billets subordonnés de rang inférieur	955	962	985	992
	25 020	28 292	26 373	30 086

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011 comprenait respectivement des pertes de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour les périodes respectives de 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liée 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.

⁽²⁾ Au 30 juin 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 181 millions de dollars (1 280 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les débiteurs, de 38 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les autres actifs à court terme et de 305 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 juin 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 024 millions de dollars (1 414 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les créditeurs et de 35 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 juin 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	149 \$	118 \$	6 \$	18 \$
Passifs	(114)\$	(146)\$	(15)\$	(19)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	21 569	155	-	-
Ventes	23 961	123	-	-
En dollars CA	-	-	-	634
En dollars US	-	-	1 622 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 juin 2011	4 \$	(9)\$	(2)\$	1 \$
Semestre clos le 30 juin 2011	3 \$	(26)\$	- \$	- \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 juin 2011	8 \$	(15)\$	12 \$	3 \$
Semestre clos le 30 juin 2011	11 \$	(41)\$	33 \$	5 \$
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	57 \$	5 \$	- \$	11 \$
Passifs	(197)\$	(17)\$	(56)\$	(14)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	18 524	14	-	-
Ventes	9 187	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 000 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 juin 2011	(8)\$	(5)\$	- \$	(4)\$
Semestre clos le 30 juin 2011	(46)\$	(8)\$	- \$	(9)\$
Dates d'échéance	2011-2017	2011-2013	2011-2014	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 11 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 30 juin 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 du semestre clos le 30 juin 2011 comprenait respectivement des gains de 2 millions de dollars et des pertes de 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 le semestre clos le 30 juin 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 juin 2010	(10)\$	3 \$	(11)\$	(13)\$
Semestre clos le 30 juin 2010	(26)\$	5 \$	(11)\$	(17)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 juin 2010	15 \$	(17)\$	(6)\$	(6)\$
Semestre clos le 30 juin 2010	37 \$	(29)\$	2 \$	(10)\$
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 juin 2010	(36)\$	(6)\$	- \$	(9)\$
Semestre clos le 30 juin 2010	(43)\$	(9)\$	- \$	(19)\$
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 montant 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 le semestre clos le 30 juin 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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) Le bénéfice net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2010 comprenait respectivement des gains de 7 millions de dollars et des pertes de 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 le semestre clos le 30 juin 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 juin 2011	31 décembre 2010
À court terme		
Autres actifs à court terme	299	273
Créditeurs	(314)	(337)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	344	374
Montants reportés	(264)	(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 juin 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 juin 2011.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 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 premier semestre 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, 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 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.

TCPL a proposé de continuer de prélever les droits provisoires pour 2011 pour le reste de 2011 et de reporter à 2012 l'écart entre les produits qui auraient été générés par les droits définitifs et les produits effectivement générés par les droits provisoires. Les droits provisoires de 2011 ont été mis en vigueur le 1^{er} mars 2011, et ils tiennent compte des droits de transport garanti depuis Empress, en Saskatchewan, jusqu'à Dawn, en Ontario, soit 1,89 \$ le gigajoule. L'ajustement des droits en 2012 pour tenir compte de cet écart rehaussera la certitude et la stabilité des droits pour le réseau principal au Canada.

En mai 2011, l'ONÉ a sollicité des commentaires sur la demande d'approbation des droits définitifs auprès des intéressés, notamment leur position et leurs recommandations au sujet du processus à adopter pour le traitement de la demande. Par la suite, l'ONÉ a sollicité des commentaires supplémentaires au sujet de la demande et a instruit TCPL de déposer une réponse au plus tard le 29 juillet 2011.

Demande de droits pour 2012-2013

Dans sa demande de droits définitifs pour 2011, TCPL a informé l'ONÉ de son intention de déposer, d'ici le 31 octobre 2011, une demande de droits pour 2012 et 2013 qui inclura des modifications à la structure de l'entreprise, à la conception tarifaire et aux services. Ces modifications ont pour objet de rehausser le caractère concurrentiel des infrastructures réglementées de transport de gaz naturel au Canada de TCPL et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »).

En juin 2011, l'ONÉ a instruit TCPL de déposer sa demande de droits définitifs pour 2012 et 2013 au plus tard le 1^{er} septembre 2011. TCPL se conformera aux directives de l'ONÉ, mais certains éléments

de la demande, qui ne peuvent être obtenus d'ici le 1^{er} septembre 2011, seront déposés d'ici la fin d'octobre 2011.

Expansion des installations de Marcellus

La société a réalisé des appels de soumissions visant une nouvelle capacité pour le réseau principal au Canada qui ont donné lieu à des ententes contractuelles prévoyant le transport d'environ 350 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») de gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus à destination des marchés de l'Est et à des livraisons qui commenceront en 2012 et 2013. Une demande a été déposée auprès de l'ONÉ le 18 juillet 2011 pour solliciter la construction de nouvelles installations d'environ 130 millions de dollars qui sont requises pour assurer ce service.

L'intérêt que continuent de manifester les expéditeurs devrait donner lieu à de nouvelles demandes d'ajout de capacité sur le tronçon est du réseau principal au Canada.

Réseau de l'Alberta

Le réseau de l'Alberta continue d'être exploité selon les modalités des droits provisoires de 2011, approuvés par l'ONÉ en 2010. 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.

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 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 évalué à 230 millions de dollars. À la suite du prolongement, des engagements contractuels supplémentaires de 100 Mpi³/j devraient être en place à compter de 2014 et ces volumes seront portés à 300 Mpi³/j d'ici 2020. Le total des volumes contractuels pour Horn River, y compris le prolongement, devrait atteindre près de 900 Mpi³/j en 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 devrait être entreprise en août 2011. 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 service de transport de gaz naturel supplémentaire dans le secteur nord-ouest du BSOC. En date du 30 juin 2011, l'ONÉ avait approuvé, outre les projets énoncés précédemment, des projets de gazoducs ayant un coût en capital de près de 500 millions de dollars. D'autres projets pipeliniers d'un coût en capital total d'environ 700 millions de dollars au 30 juin 2011 ont été présentés à l'ONÉ pour approbation.

Les appels de soumissions fructueux pour le réseau principal au Canada et 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. Comme 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. La société a reçu des demandes de

transport sur le réseau de l'Alberta d'importants volumes supplémentaires en provenance du secteur nord-ouest du BSOC.

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 de l'option d'achat de parts supplémentaires 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 d'autres parts. 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 1^{er} mai 2011, des droits fixes révisés sont entrés en vigueur pour le tronçon Wood River/Patoka du réseau. Les droits révisés tiennent compte des coûts de projet définitif du tronçon Wood River/Patoka de Keystone.

Au deuxième trimestre de 2011, deux incidents de surface sont survenus le long de Keystone. Il s'agissait dans les deux cas du déversement de petites quantités de pétrole brut aux stations de pompage du Dakota du Nord et du Kansas. Dans chacun des cas, le système de surveillance de Keystone a fonctionné comme il se doit et il a permis d'effectuer l'arrêt d'exploitation de tout le réseau en quelques minutes. À la suite de ces incidents, la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») du Ministère des transports des États-Unis a rendu une ordonnance de mesures correctrices le 3 juin 2011 qui demandait à TCPL d'élaborer et de soumettre par écrit un plan

de remise en fonctionnement avant que le pipeline ne puisse être remis en exploitation. Le plan de remise en fonctionnement de TCPL, qui comprenait les étapes requises pour réaliser le nettoyage voulu, une enquête et des améliorations et modifications au réseau, a été approuvé par la PHMSA le 4 juin 2011. En raison de ces arrêts d'exploitation, Keystone n'a pas été en mesure de transporter tous les volumes désignés des expéditeurs en mai et en juin 2011. Toutefois, l'incidence sur le BAIIA n'a pas été considérable. TCPL maintient son engagement à construire et à exploiter un pipeline sécuritaire et fiable. Des travaux supplémentaires se poursuivront en juillet et en août 2011 pour améliorer et modifier le réseau et ils entraîneront une réduction de la capacité disponible du pipeline d'environ 20 % pour chacun de ces mois. L'incidence sur le BAIIA ne devrait pas être considérable.

L'expansion du réseau Keystone de TCPL jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (« Keystone XL ») en est maintenant rendue aux dernières étapes du processus d'examen réglementaire. Le 15 avril 2011, le Département d'État américain, principal organisme chargé des approbations réglementaires fédérales aux États-Unis, a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire en réponse aux commentaires reçus à la suite de la publication de l'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental en avril 2010 et pour traiter les nouvelles données et les renseignements supplémentaires reçus. L'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire fournit un complément d'information sur les questions environnementales clés, mais n'apporte aucun changement à la conclusion tirée de l'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental, soit que le projet rehausserait la sécurité énergétique des États-Unis, serait bénéfique pour l'économie américaine et aurait un impact environnemental limité. La période de commentaires de 45 jours sur l'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire s'est terminée le 6 juin 2011. Le Département d'État étudie actuellement les commentaires formulés et il a fait savoir qu'il présentera un énoncé d'impact environnemental final au troisième trimestre de 2011. À la suite de la publication de l'énoncé d'impact environnemental final, le Département d'État tiendra des consultations avec d'autres organismes fédéraux américains au cours d'une période de 90 jours afin de déterminer s'il est dans l'intérêt national d'approuver Keystone XL. Le Département d'État a indiqué qu'il rendrait une décision finale relativement au permis présidentiel d'ici la fin de 2011.

Le coût en capital de Keystone, y compris Keystone XL, est évalué à 13 milliards de dollars US. Au 30 juin 2011, un montant de 7,9 milliards US avait été investi, y compris 1,7 milliard de dollars US pour Keystone XL. Le solde devrait être investi d'ici la date de mise en service de l'expansion, qui est prévue pour 2013. Les coûts en capital liés à la construction de Keystone 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.

Énergie

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.

Sundance A

La procédure d'arbitrage exécutoire a commencé dans le but de résoudre le différend au sujet de la CAE de Sundance A découlant de la réclamation de force majeure et de destruction pour cause économique. Le groupe d'arbitrage devrait tenir une audience en mars et avril 2012 au sujet de ces

réclamations. En présumant que l'audience se termine dans le délai prévu, TCPL s'attend à ce qu'une décision soit rendue vers le milieu de 2012. Puisque les renseignements limités reçus jusqu'à maintenant par TCPL n'appuient pas ces réclamations, TCPL constitue de constater les produits et les coûts liés à la CAE comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal.

Ravenswood

Le prix au comptant de juillet 2011 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 ») est intervenu pour la limitation des prix pour une nouvelle centrale électrique entrée en exploitation récemment dans ce marché. TCPL croit que cette intervention 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 de la capacité d'un nouveau participant aux fins de déterminer le prix de la capacité. TCPL et plusieurs autres parties ont formulé une série de plaintes auprès de la FERC. Le résultat de ces plaintes et l'incidence à long terme que cette situation pourrait avoir sur l'exploitation de la centrale de Ravenswood par TCPL ne sont pas connus.

Le processus de réalignement de la courbe de demande se poursuit et le document de conformité déposé par le NYISO le 20 juin 2011 a donné lieu à une courbe de demande supérieure pour la période de 2011 à 2014. La FERC n'a pas encore donné suite à ce document et, par conséquent, nul ne sait lorsque les courbes de demande révisées entreront en vigueur.

Bruce Power

Le chargement du combustible dans le réacteur 2 remis à neuf à Bruce A a commencé au deuxième trimestre de 2011 et s'est terminé en juillet. L'assemblage du canal de combustible du réacteur 1 s'est terminé au deuxième trimestre de 2011. Il s'agissait de l'étape finale du travail d'Énergie atomique du Canada limitée sur les réacteurs. La démobilisation des travaux de remise à neuf se poursuit alors que les travaux s'orientent de la construction vers la mise en service.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, Bruce Power prévoit atteindre une première synchronisation du réacteur 2 avec le réseau électrique d'ici la fin de 2011. L'exploitation commerciale est prévue pour le premier trimestre de 2012. Bruce Power prévoit charger le combustible dans le réacteur 1 au troisième trimestre de 2011 et réaliser une première synchronisation de la génératrice avec le réseau électrique pendant le premier trimestre de 2012. L'exploitation commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2012. La quote-part de TCPL du coût en capital total est prévue à environ 2,4 milliards de dollars, dont 2,1 milliards de dollars avaient été engagés au 30 juin 2011.

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.

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. La société continue de négocier un règlement avec le gouvernement de l'Ontario et les organismes qui en relèvent visant à résilier le contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans antérieurement octroyé à TCPL et à indemniser TCPL pour les conséquences économiques associées à cette résiliation.

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.

Cartier énergie éolienne

La construction se poursuit dans le cadre du projet en cinq étapes de 590 MW de Cartier énergie éolienne au Québec. Le projet de Montagne-Sèche de 58 MW et la première étape de 101 MW du projet de parc éolien de Gros-Morne devraient entrer en exploitation en décembre 2011. La deuxième étape de 111 MW du projet de Gros-Morne devrait entrer en exploitation en 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 juillet 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⁾

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	2011		2010				2009	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 143	2 243	2 057	2 129	1 923	1 955	1 986	2 049
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	353	414	276	387	292	301	384	343
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,51 \$	0,60 \$	0,40 \$	0,57 \$	0,43 \$	0,46 \$	0,58 \$	0,55 \$

⁽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 BAI 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 BAI 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 BAI et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des paiements de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

- Au deuxième trimestre de 2011, le BAI du secteur des gazoducs comprenait le résultat supplémentaire de Guadalajara, mis en service en juin 2011. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait le résultat supplémentaire de Coolidge, mis en service en mai 2011. Le BAI 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 BAI du secteur des gazoducs comprenait le résultat supplémentaire de Bison, mis en service en janvier 2011. Le secteur des oléoducs a commencé à constater le BAI pour Wood River/Patoka et le prolongement de Keystone jusqu'à Cushing en février 2011. Le BAI 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 BAI 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 BAI 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 BAI de l'entreprise de gazoducs a augmenté en raison de la constatation, sur neuf mois, d'un résultat supplémentaire lié 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 BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 15 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et 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 BAII 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 BAII 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 BAII 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.
- Au troisième trimestre de 2009, le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 14 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.

État consolidé des résultats

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits	2 143	1 923	4 386	3 878
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	822	764	1 581	1 511
Achats de produits de base revendus	185	216	462	472
Amortissement	379	341	749	684
	1 386	1 321	2 792	2 667
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	262	198	501	392
Intérêts débiteurs des coentreprises	11	15	27	31
Intérêts créditeurs et autres	(23)	18	(56)	(6)
	250	231	472	417
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	507	371	1 122	794
Charge d'impôts				
Exigibles	38	(198)	138	(118)
Futurs	93	260	164	277
	131	62	302	159
Bénéfice net	376	309	820	635
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	23	17	53	42
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	353	292	767	593
Dividendes sur les actions privilégiées	5	5	11	11
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	348	287	756	582

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net	376	309	820	635
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⁾	(30)	227	(128)	80
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	23	(79)	72	(20)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(41)	(44)	(92)	(120)
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⁾	18	(5)	62	(6)
Autres éléments du résultat étendu	(30)	99	(86)	(66)
Résultat étendu	346	408	734	569
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	28	15	61	39
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	318	393	673	530
Dividendes sur les actions privilégiées	5	5	11	11
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	313	388	662	519

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 11 millions de dollars et de 40 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement de 45 millions de dollars et de 15 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 8 millions de dollars et de 27 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement de 34 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 21 millions de dollars et de 39 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement de 27 millions de dollars et de 84 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 10 millions de dollars et de 34 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (charge de 16 millions de dollars et de 17 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

État consolidé des flux de trésorerie

(non audité) (en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	376	309	820	635
Amortissement	379	341	749	684
Impôts futurs	93	260	164	277
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges	3	(12)	(8)	(44)
Autres	18	24	39	82
	869	922	1 764	1 634
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	26	(316)	136	(200)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	895	606	1 900	1 434
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(655)	(992)	(1 439)	(2 268)
Montants reportés et autres	5	8	10	(208)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(650)	(984)	(1 429)	(2 476)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(298)	(280)	(583)	(546)
Avances reçues de la société mère	123	15	207	398
Distributions versées aux participations sans contrôle	(22)	(23)	(43)	(44)
Remboursement de billets à payer, montant net	(548)	(441)	(415)	(9)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	519	1 306	519	1 316
Réduction de la dette à long terme	(419)	(142)	(740)	(283)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	31	70	31	78
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(38)	(113)	(49)	(139)
Actions ordinaires émises	-	402	-	402
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission	321	-	321	-
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(331)	794	(752)	1 173
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(3)	33	(16)	16
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(89)	449	(297)	147
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	544	677	752	979
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	455	1 126	455	1 126
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur le bénéfice (remboursés) payés, remboursements inclus	(47)	39	40	43
Intérêts payés	242	129	504	372

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilan consolidé

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

	30 juin 2011	31 décembre 2010
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	455	752
Débiteurs	1 181	1 280
Montants à recevoir de TransCanada Corporation	1 249	1 363
Stocks	427	425
Autres	692	777
	4 004	4 597
Immobilisations corporelles	36 234	36 244
Écart d'acquisition	3 461	3 570
Actifs réglementaires	1 449	1 512
Actifs incorporels et autres actifs	1 989	2 026
	47 137	47 949
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 628	2 092
Créditeurs	1 867	2 247
Intérêts courus	403	361
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	537	894
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	159	65
	4 594	5 659
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 796	2 703
Passifs réglementaires	340	314
Montants reportés	710	694
Impôts futurs	3 380	3 250
Dette à long terme	16 803	17 028
Dette à long terme des coentreprises	680	801
Billets subordonnés de rang inférieur	955	985
	30 258	31 434
CAPITAUX PROPRES		
Participations assurant le contrôle	15 852	15 747
Participations sans contrôle	1 027	768
	16 879	16 515
	47 137	47 949

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⁾	(128)	-	(128)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	72	-	72
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	(95)	(95)
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⁾	-	57	57
Solde au 30 juin 2011	<u>(739)</u>	<u>(232)</u>	<u>(971)</u>
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	80	-	80
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(20)	-	(20)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	(121)	(121)
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⁾	-	(2)	(2)
Solde au 30 juin 2010	<u>(532)</u>	<u>(163)</u>	<u>(695)</u>

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 40 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement de 15 millions de dollars en 2010).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 27 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement de 8 millions de dollars en 2010).

⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 39 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement d'impôts de 84 millions de dollars en 2010).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 34 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011 (charge de 17 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 103 millions de dollars (68 millions de dollars, déduction faite des 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

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

Semestres clos les 30 juin

2011

2010

Actions ordinaires

Solde au début de la période	11 636	10 649
Produit de l'émission d'actions ordinaires	-	402
Solde à la fin de la période	11 636	11 051

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	1	4
Solde à la fin de la période	372	339

Bénéfices non répartis

Solde au début de la période	4 258	4 131
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	767	593
Dividendes sur les actions ordinaires	(588)	(552)
Dividendes sur les actions privilégiées	(11)	(11)
Solde à la fin de la période	4 426	4 161

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Solde au début de la période	(877)	(632)
Autres éléments du résultat étendu	(94)	(63)
Solde à la fin de la période	(971)	(695)
	3 455	3 466

Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle

	15 852	15 245
--	--------	--------

Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle

Solde au début de la période	768	785
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
PipeLines LP	49	39
Portland	4	3
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	8	(3)
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	(43)	(44)
Autres	(30)	17
Solde à la fin de la période	1 027	797

Total des capitaux propres

	16 879	16 042
--	--------	--------

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(non audité)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada 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. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes considérées. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés 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 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 seront tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »).

Conformément aux PCGR, TCPL applique des conventions comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés. Selon ces normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« 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.

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 appliquent la 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.

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 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 juin

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs ⁽¹⁾		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits	1 067	1 061	211	-	865	862	-	-	2 143	1 923
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(356)	(365)	(58)	-	(393)	(377)	(15)	(22)	(822)	(764)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(185)	(216)	-	-	(185)	(216)
Amortissement	(244)	(251)	(34)	-	(97)	(90)	(4)	-	(379)	(341)
	<u>467</u>	<u>445</u>	<u>119</u>	<u>-</u>	<u>190</u>	<u>179</u>	<u>(19)</u>	<u>(22)</u>	<u>757</u>	<u>602</u>
Intérêts débiteurs									(262)	(198)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(11)	(15)
Intérêts créditeurs et autres									23	(18)
Charge d'impôts									(131)	(62)
Bénéfice net									<u>376</u>	<u>309</u>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(23)	(17)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									<u>353</u>	<u>292</u>
Dividendes sur les actions privilégiées									(5)	(5)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									<u>348</u>	<u>287</u>

Pour les semestres clos
les 30 juin

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs ⁽¹⁾		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits	2 196	2 190	346	-	1 844	1 688	-	-	4 386	3 878
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(689)	(726)	(94)	-	(759)	(737)	(39)	(48)	(1 581)	(1 511)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(462)	(472)	-	-	(462)	(472)
Amortissement	(488)	(504)	(57)	-	(197)	(180)	(7)	-	(749)	(684)
	<u>1 019</u>	<u>960</u>	<u>195</u>	<u>-</u>	<u>426</u>	<u>299</u>	<u>(46)</u>	<u>(48)</u>	<u>1 594</u>	<u>1 211</u>
Intérêts débiteurs									(501)	(392)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(27)	(31)
Intérêts créditeurs et autres									56	6
Charge d'impôts									(302)	(159)
Bénéfice net									<u>820</u>	<u>635</u>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(53)	(42)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									<u>767</u>	<u>593</u>
Dividendes sur les actions privilégiées									(11)	(11)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									<u>756</u>	<u>582</u>

⁽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 juin 2011	31 décembre 2010
Gazoducs	22 903	23 592
Oléoducs	8 781	8 501
Énergie	12 788	12 847
Siège social	2 665	3 009
	47 137	47 949

4. Dette à long terme

Le 13 juillet 2011, PipeLines LP a conclu une facilité de crédit renouvelable consortiale de premier rang d'une durée de cinq ans de 500 millions de dollars US, échéant en juillet 2016. Le produit de la facilité de crédit a été affecté à la réduction de l'emprunt à terme et de la facilité de crédit renouvelable de premier rang de PipeLines LP ainsi qu'au remboursement de son prêt-relais. Le solde de l'emprunt à terme de PipeLines LP, soit 300 millions de dollars US, échoit en décembre 2011.

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.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 68 millions de dollars et 165 millions de dollars (143 millions de dollars et 277 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 %. 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.

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 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 de 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 juin 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 juin 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 286 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 juin 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 47 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 le semestre clos le 30 juin 2011 a donné lieu respectivement à des pertes non réalisées nettes de 1 million de dollars avant les impôts et à des gains de 1 million de dollars avant les impôts (gains de 4 millions de dollars et pertes de 20 millions de dollars pour les périodes respectives en 2010), lesquels ont été constatés en tant qu'ajustements aux produits et aux stocks. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 10 millions de dollars avant les impôts (gains de 2 millions de dollars et de 5 millions de dollars pour les période 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 11 millions de dollars au 30 juin 2011, montant comparable à la VaR de 12 millions de dollars au 31 décembre 2010.

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 juin 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,5 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 10,8 milliards de dollars (11,2 milliards de dollars US). Au 30 juin 2011, un montant de 279 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs à court terme et dans les autres actifs 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 juin 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)	276	3 550 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2011)	3	600 US	2	100 US
	<u>279</u>	<u>4 150 US</u>	<u>181</u>	<u>2 900 US</u>

⁽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 juin 2011		31 décembre 2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	455	455	752	752
Débiteurs et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 502	1 534	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 249	1 249	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	22	22	20	20
	<u>3 228</u>	<u>3 260</u>	<u>3 699</u>	<u>3 739</u>
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 628	1 628	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 059	1 059	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 796	2 796	2 703	2 703
Intérêts courus	403	403	361	361
Dettes à long terme	17 340	20 498	17 922	21 523
Dettes à long terme de coentreprises	839	946	866	971
Billets subordonnés de rang inférieur	955	962	985	992
	<u>25 020</u>	<u>28 292</u>	<u>26 373</u>	<u>30 086</u>

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011 comprenait respectivement des pertes de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour les périodes respectives de 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liée 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.

⁽²⁾ Au 30 juin 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 181 millions de dollars (1 280 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les débiteurs, de 38 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les autres actifs à court terme et de 305 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 juin 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 024 millions de dollars (1 414 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les créateurs et de 35 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 juin 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	149 \$	118 \$	6 \$	18 \$
Passifs	(114)\$	(146)\$	(15)\$	(19)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	21 569	155	-	-
Ventes	23 961	123	-	-
En dollars CA	-	-	-	634
En dollars US	-	-	1 622 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 juin 2011	4 \$	(9)\$	(2)\$	1 \$
Semestre clos le 30 juin 2011	3 \$	(26)\$	- \$	- \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 juin 2011	8 \$	(15)\$	12 \$	3 \$
Semestre clos le 30 juin 2011	11 \$	(41)\$	33 \$	5 \$
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	57 \$	5 \$	- \$	11 \$
Passifs	(197)\$	(17)\$	(56)\$	(14)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	18 524	14	-	-
Ventes	9 187	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 000 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 juin 2011	(8)\$	(5)\$	- \$	(4)\$
Semestre clos le 30 juin 2011	(46)\$	(8)\$	- \$	(9)\$
Dates d'échéance	2011-2017	2011-2013	2011-2014	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 gigawatts-heure (« GWh ») et en milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).

- (4) Les montant 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 11 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 30 juin 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 du semestre clos le 30 juin 2011 comprenait respectivement des gains de 2 millions de dollars et des pertes de 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 le semestre clos le 30 juin 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 juin 2010	(10)\$	3 \$	(11)\$	(13)\$
Semestre clos le 30 juin 2010	(26)\$	5 \$	(11)\$	(17)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre clos le 30 juin 2010	15 \$	(17)\$	(6)\$	(6)\$
Semestre clos le 30 juin 2010	37 \$	(29)\$	2 \$	(10)\$
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 juin 2010	(36)\$	(6)\$	- \$	(9)\$
Semestre clos le 30 juin 2010	(43)\$	(9)\$	- \$	(19)\$
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 le semestre clos le 30 juin 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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) Le bénéfice net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2010 comprenait respectivement des gains de 7 millions de dollars et des pertes de 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 le semestre clos le 30 juin 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 juin 2011	31 décembre 2010
À court terme		
Autres actifs à court terme	299	273
Créditeurs	(314)	(337)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	344	374
Montants reportés	(264)	(282)

Hierarchie 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 d'entrée observables. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau sont déterminées en fonction de données d'entrée 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 le semestre clos le 30 juin 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 :

Actifs (passifs) <i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données d'entrée importantes observables (deuxième niveau)		Données d'entrée importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	30 juin 2011	31 déc. 2010	30 juin 2011	31 déc. 2010	30 juin 2011	31 déc. 2010	30 juin 2011	31 déc. 2010
Stocks de gaz naturel	-	-	47	49	-	-	47	49
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	29	28	-	-	29	28
Contrats de change	11	10	278	179	-	-	289	189
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	194	269	3	5	197	274
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	68	93	53	56	-	-	121	149
Passifs liés aux instruments financiers dérivés:								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(32)	(47)	-	-	(32)	(47)
Contrats de change	(17)	(11)	(59)	(54)	-	-	(76)	(65)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(272)	(299)	(30)	(8)	(302)	(307)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(133)	(178)	(28)	(15)	-	-	(161)	(193)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	22	20	-	-	-	-	22	20
	<u>(49)</u>	<u>(66)</u>	<u>210</u>	<u>166</u>	<u>(27)</u>	<u>(3)</u>	<u>134</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	(10)
Transferts du troisième niveau ⁽³⁾	(4)	(15)
Règlements	-	(2)
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	(22)	10
Solde au 30 juin	<u>(27)</u>	<u>(5)</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 le semestre clos le 30 juin 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, 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 12 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 30 juin 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 juin (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	13	13	1	1
Intérêts débiteurs	22	22	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(28)	(27)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	5	2	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	13	11	4	4

Semestres clos les 30 juin (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	27	25	1	1
Intérêts débiteurs	45	45	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(56)	(54)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	11	4	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	29	22	6	6

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 d'autres parts. 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. La société estime que les montants constatés dans les produits au cours des six premiers mois de 2011 ne seront pas remboursés.

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 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte	2011	2 664	1,4 %	2 566	1,4 %
Facilité de crédit		(1 415)	3,0 %	(1 203)	2,3 %
		<u>1 249</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 31 décembre	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 TCPL : www.transcanada.com