



2009

**Rapport
de gestion et états
financiers consolidés vérifiés**

TransCanada PipeLines Limited



TransCanada
Du possible au réel

PIPELINES

Gazoducs

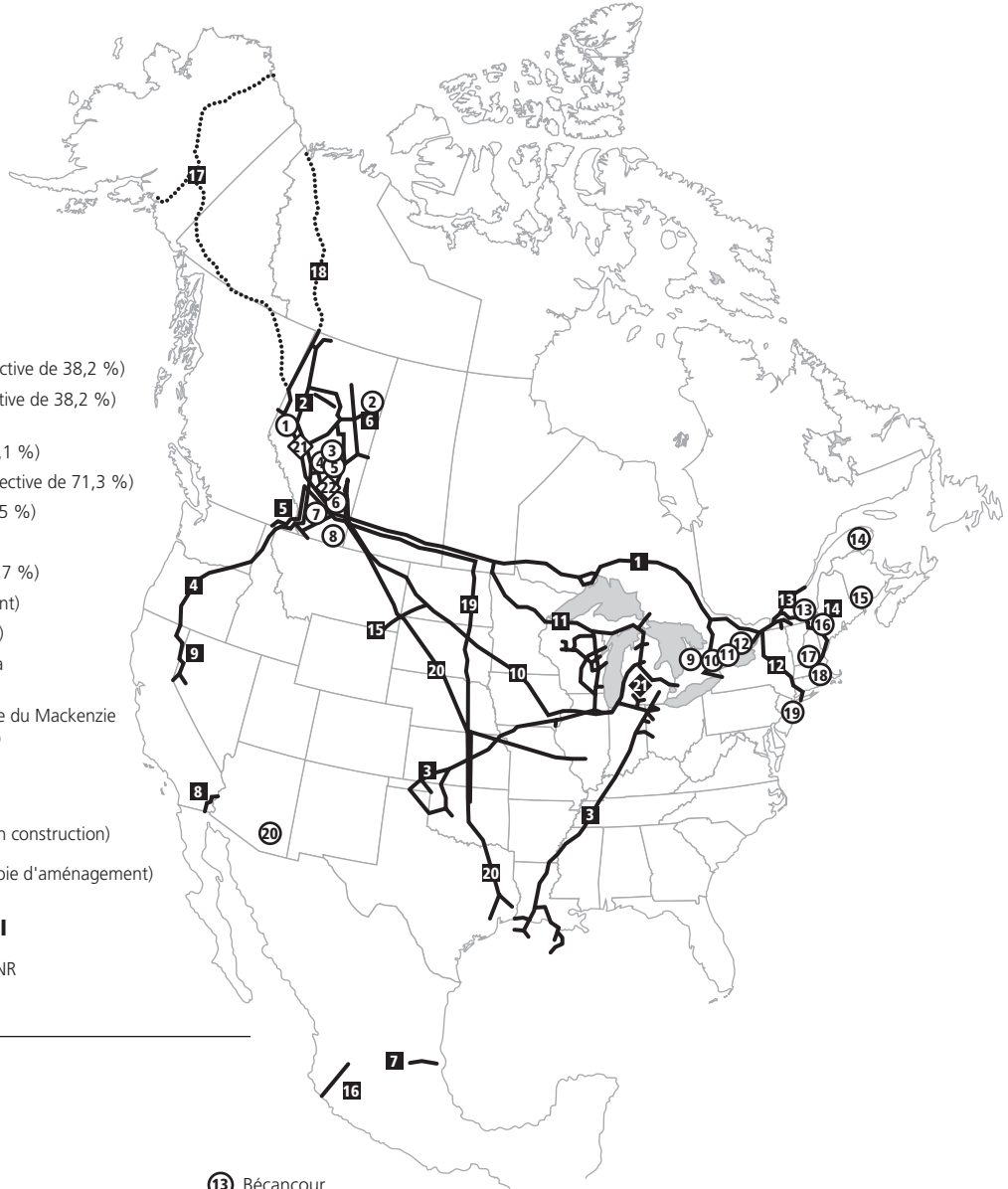
- 1 Réseau principal au Canada
- 2 Réseau de l'Alberta
- 3 ANR
- 4 GTN
- 5 Foothills
- 6 Ventures LP
- 7 Tamazunchale
- 8 North Baja (participation effective de 38,2 %)
- 9 Tuscarora (participation effective de 38,2 %)
- 10 Northern Border (participation effective de 19,1 %)
- 11 Great Lakes (participation effective de 71,3 %)
- 12 Iroquois (participation de 44,5 %)
- 13 TQM (participation de 50 %)
- 14 Portland (participation de 61,7 %)
- 15 Bison (en voie d'aménagement)
- 16 Guadalajara (en construction)
- 17 Projet de gazoduc de l'Alaska (proposé par TransCanada)
- 18 Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (proposé par les producteurs)

Oléoduc

- 19 Projet d'oléoduc Keystone (en construction)
- 20 Expansion de Keystone (en voie d'aménagement)

Stockage de gaz naturel

- 21 Stockage de gaz naturel d'ANR



ÉNERGIE

Production d'électricité

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> 1 Bear Creek 2 MacKay River 3 Redwater 4 CAE de Sundance A 5 CAE de Sundance B (participation de 50 %) 6 CAE de Sheerness 7 Carseland 8 Cancarb 9 Bruce Power (Bruce A – 48,8 %, Bruce B – 31,6 %) 10 Halton Hills (en construction) 11 Oakville (en voie d'aménagement) 12 Portlands Energy (participation de 50 %) | <ul style="list-style-type: none"> 13 Bécancour 14 Cartier énergie éolienne (participation de 62 %) (en construction) 15 Grandview 16 Projet éolien Kibby (en construction) 17 TC Hydro 18 OSP 19 Ravenswood 20 Coolidge (en construction) |
|---|--|

Stockage de gaz naturel

- 21 Edson
- 22 CrossAlta (participation de 60 %)

**Points saillants
des résultats
financiers**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007	2006	2005
Bénéfice					
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					
Activités poursuivies	1 357	1 420	1 210	1 049	1 208
Activités abandonnées	–	–	–	28	–
	1 357	1 420	1 210	1 077	1 208
Flux de trésorerie					
Fonds provenant de l'exploitation (Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	3 044	2 992	2 603	2 374	1 950
	(88)	128	63	(503)	79
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 956	3 120	2 666	1 871	2 029
Dépenses en immobilisations et acquisitions	6 319	6 363	5 874	2 042	2 071
Bilans					
Total de l'actif	44 670	40 735	31 737	26 386	24 113
Dette à long terme	16 186	15 368	12 377	10 887	9 640
Billets subordonnés de rang inférieur	1 036	1 213	975	–	–
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	14 483	12 574	9 664	7 618	7 164

TABLE DES MATIÈRES

TCPL – APERÇU	3
TCPL – STRATÉGIE	5
REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	7
Principales données financières consolidées des trois derniers exercices	7
Points saillants	8
Résultats sectoriels	10
Résultats d'exploitation	12
INFORMATIONS PROSPECTIVES	13
MESURES NON CONFORMES AUX PCGR	14
PERSPECTIVES	15
PIPELINES	16
Points saillants	19
Résultats	20
Analyse financière	21
Possibilités et faits nouveaux	24
Risques d'entreprise	30
Perspectives	33
Volumes de livraison de gaz naturel	35
ÉNERGIE	36
Points saillants	38
Centrales – Capacité de production nominale et type de combustible	38
Résultats	39
Analyse financière	40
Possibilités et faits nouveaux	51
Risques d'entreprise	53
Perspectives	54
SIÈGE SOCIAL	55
AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS	55
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	56
Résumé des flux de trésorerie	57
Points saillants	57
Flux de trésorerie et ressources en capital	57
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	63
GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS	67
Risques financiers et instruments financiers	67
Autres risques	77
CONTRÔLES ET PROCÉDÉS	81
PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	81
MODIFICATIONS COMPTABLES	84
Modifications de conventions comptables pour 2009	84
Modifications comptables futures	85
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES	88
POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2009	90
RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS	93
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	93
GLOSSAIRE	94

Le rapport de gestion daté du 22 février 2010 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») et des notes y afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, qui ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Il porte sur la situation financière et sur les activités de TCPL au 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé à cette date. « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales et les montants sont présentés en dollars canadiens. À moins d'indication contraire, les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire paraissant dans le rapport annuel 2009 de la société.

TCPL – APERÇU

Au 31 décembre 2009, environ 10 milliards de dollars de travaux du programme d'investissement de 22 milliards de dollars de TCPL étaient déjà terminés. Une fois le programme réalisé, ces actifs devraient générer un bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement annuel additionnel (« BAIIA ») d'environ 2,5 milliards de dollars. La société prévoit terminer la plupart des projets prévus par son programme d'investissement d'ici la fin de 2013. À plus long terme, TCPL a l'intention de continuer à exploiter son important portefeuille d'actifs et d'entreprendre d'autres projets d'infrastructures énergétiques à grande échelle. TCPL est déterminée à conserver la solidité financière nécessaire pour investir dans l'aménagement d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord et faire face à l'évolution de la dynamique entre l'offre et la demande.

Principales réalisations de TCPL en 2009

- La société a acquis les participations restantes de ConocoPhillips dans Keystone, portant ainsi sa participation à 100 %.
- Les travaux de construction de la phase initiale de Keystone sont terminés jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois.
- TCPL a conclu un accord avec ExxonMobil pour construire conjointement le gazoduc de l'Alaska. En janvier 2010, la société a déposé un plan afin d'obtenir les approbations nécessaires à la tenue d'un premier appel de soumissions pour la mise en valeur des vastes ressources de gaz naturel en Alaska.
- La centrale de Portlands Energy et la première phase du projet éolien Kibby ont été mises en exploitation.
- La société a émis environ 6 milliards de dollars de titres de participation et de titres d'emprunt dans une conjoncture des plus difficiles en Amérique du Nord.

Actifs pipeliniers

Le réseau pipelinier de TCPL est constitué de plus de 60 000 kilomètres (« km ») (37 000 milles) de gazoducs détenus en propriété exclusive et de 8 800 km (5 468 milles) de gazoducs détenus partiellement, actifs en construction et en cours d'aménagement compris. Il transporte 20 % du gaz naturel consommé en Amérique du Nord. Les gazoducs de TCPL relient les approvisionnements gaziers de l'Ouest canadien, des régions américaines du centre du continent et du golfe du Mexique aux marchés de choix en Amérique du Nord. Ces actifs sont bien situés pour faire le lien entre les nouvelles sources de gaz naturel, notamment le gaz des régions nordiques, le gaz de schiste du nord-est de la Colombie-Britannique et des États-Unis, le gaz de la région des Rocheuses et le gaz naturel liquéfié (« GNL ») importé, et les marchés en plein essor.

Le réseau de l'Alberta de TCPL a assuré la collecte de 66 % du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien, soit 14 % de toute la production nord-américaine en 2009. TCPL transporte du gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») jusque dans l'Est du Canada et dans les régions de l'Ouest, du Midwest et du Nord-Est des États-Unis par le truchement de trois réseaux de gazoducs détenus en propriété exclusive : le réseau principal au Canada, GTN et Foothills. TCPL transporte également du gaz naturel du BSOC jusque dans l'Est du Canada et dans les régions de l'Ouest, du Midwest et du Nord-Est des États-Unis par le truchement de six réseaux de gazoducs qu'elle détient partiellement : Great Lakes, Iroquois, Portland, TQM, Northern Border et Tuscarora. Certains de ces réseaux de gazoducs sont détenus compte tenu de la participation de 38,2 % de la société dans TC PipeLines, LP (« PipeLines LP »).

ANR transporte du gaz naturel des gisements en exploitation situés principalement au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et en Louisiane jusqu'à des marchés dans les États du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana. Par ailleurs, ANR est reliée à de nombreux autres gazoducs, ce qui permet aux clients d'avoir accès à

diverses sources d'approvisionnement en Amérique du Nord, notamment dans l'Ouest canadien et dans les Rocheuses, de même qu'à tout un éventail de marchés de consommation dans le Midwest américain et le Nord-Est des États-Unis. ANR détient et exploite une capacité de stockage de gaz naturel réglementée de 250 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») au Michigan. TCPL rejoint en outre les marchés mexicains du gaz naturel par l'entremise des gazoducs Tamazunchale et North Baja et elle rehaussera le service au Mexique grâce au pipeline Guadalajara, actuellement en construction.

TCPL s'affaire par ailleurs à la construction de l'oléoduc Keystone d'environ 6 200 km (3 853 milles). Cet oléoduc devrait permettre de transporter 1,1 million de barils par jour (« b/j ») de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés du Midwest américain, à Wood River et à Patoka, en Illinois, et à destination de Cushing, en Oklahoma, et de marchés de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. L'oléoduc offrira aux clients une option de transport à faible coût et fait l'objet de contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables. La phase initiale de Keystone, soit le tronçon s'étendant jusqu'à Wood River et Patoka, devrait commencer à livrer du pétrole brut vers le milieu de 2010 et les phases restantes, au premier trimestre de 2011 et au premier trimestre de 2013. À moyen et à long terme, des occasions intéressantes pour l'ajout d'infrastructures à l'oléoduc permettraient d'en faire passer la capacité de transport de 1,1 million de b/j à 1,5 million de b/j.

Actifs énergétiques

La capacité de l'entreprise d'énergie de TCPL est passée de 754 mégawatts (« MW ») en 1999 à plus de 11 700 MW en 2009, en tenant compte des actifs en construction ou en cours d'aménagement. Le portefeuille d'actifs de production d'électricité de la société, principalement à faible coût, pour la charge de base ou les installations faisant l'objet de contrats à long terme, est bien diversifié avec au total 20 centrales situées en Alberta, en Arizona, dans l'Est du Canada, en Nouvelle-Angleterre et à New York.

L'offre d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest de TCPL se chiffre à quelque 2 600 MW en Alberta et dans l'ouest des États-Unis. En Alberta, le portefeuille compte, par le truchement de trois conventions d'achat d'électricité (« CAE ») à long terme, la centrale de Sheerness et les centrales au charbon de Sundance A et B ainsi que cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (MacKay River, Carseland, Bear Creek, Redwater et Cancarb). La CAE de Sundance A doit expirer en 2017 et celles de Sundance B et de Sheerness, en 2020. Le portefeuille d'actifs des installations énergétiques de l'Ouest comprend également une centrale électrique de pointe alimentée au gaz naturel, qui est en cours de construction en Arizona et dont la production sera vendue aux termes d'une CAE de 20 ans. La mise en service de la centrale de Coolidge devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2011. La fonction de commercialisation des installations énergétiques de l'Ouest vise l'achat et la revente d'électricité et de gaz naturel pour maximiser le rendement des actifs de ces installations.

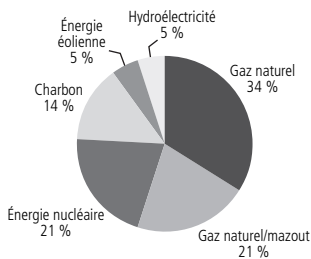
Les installations énergétiques de l'Est, y compris les centrales en construction, détiennent une capacité de production d'électricité d'environ 2 900 MW. Les actifs d'exploitation des installations énergétiques de l'Est sont : Bécancour, trois des cinq parcs éoliens de Cartier énergie éolienne, Portlands Energy et Grandview. L'électricité produite par la centrale de Bécancour et les parcs éoliens de Cartier est vendue à Hydro-Québec au titre d'un contrat d'achat de 20 ans. La production des centrales de Portlands Energy et de Grandview est vendue, respectivement, à l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») et à Irving Oil Limited (« Irving ») aux termes de contrats d'achat de 20 ans. La centrale de Halton Hills et les deux projets restants de Cartier énergie éolienne sont en cours de construction et devraient être mis en service respectivement en 2010, en 2011 et en 2012. La centrale électrique d'Oakville, qui est présentement en cours d'aménagement, devrait entrer en service au premier trimestre de 2014. Une fois en exploitation, les centrales d'Oakville et de Halton Hills vendront leur production d'électricité à l'OEO suivant des contrats de 20 ans, tandis que les deux projets restants de Cartier énergie éolienne vendront la leur à Hydro-Québec en vertu de contrats de 20 ans.

TCPL détient une participation de 48,8 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B qui, ensemble, forment la centrale nucléaire de Bruce Power. Bruce A compte quatre réacteurs de 750 MW, dont deux sont actuellement remis en état, et Bruce B compte quatre réacteurs qui présentent une capacité cumulée de 3 200 MW. Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe tandis que l'électricité produite par Bruce B fait l'objet d'un prix plancher.

Les installations énergétiques aux États-Unis possèdent une capacité de production d'électricité d'environ 3 800 MW, en tenant compte des installations en construction. Les actifs en exploitation des installations énergétiques aux États-Unis sont : Ravenswood, TC Hydro, OSP et la première phase du projet éolien Kibby. La deuxième phase du projet éolien Kibby est en construction et devrait être mise en service au troisième trimestre de 2010. Les installations énergétiques aux États-Unis vendent l'électricité produite à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, par l'entremise de TransCanada Power Marketing Ltd. (« TCPM »), filiale en propriété exclusive de TCPL.

Le graphique ci-après illustre chaque type de combustible en pourcentage du portefeuille d'actifs énergétiques de la société.

Électricité produite selon le combustible



TCPL a mis sur pied une importante entreprise de stockage de gaz naturel non réglementée en Alberta, où elle détient ou possède des droits pour une capacité de stockage de gaz naturel de 129 Gpi³, soit environ un tiers de la capacité à l'échelle de la province.

TCPL – STRATÉGIE

TCPL se voit devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, se concentrant sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel. Les stratégies clés de TCPL continuent d'évoluer au rythme de la croissance et du développement de la société et en fonction de la redéfinition de son contexte commercial. La stratégie générale de TCPL s'articule autour de cinq activités fondamentales créatrices de valeur.

1. Maximiser la valeur des infrastructures énergétiques et des positions commerciales de TCPL tout au long de leur cycle de vie
2. Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité
3. Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement
4. Maximiser la capacité concurrentielle de TCPL
5. Optimiser la solidité financière et la réputation de TCPL

Maximiser la valeur des infrastructures énergétiques et des positions commerciales de TCPL tout au long de leur cycle de vie

Pour maximiser la valeur, tout au long de leur cycle de vie, de ses actifs et des positions commerciales, TCPL a recours à un modèle commercial à faibles risques. Dans le secteur des pipelines, des gazoducs et des oléoducs d'envergure relient les bassins d'approvisionnement durables aux marchés stables et en plein essor et produisent des flux de trésorerie et des résultats soutenable à long terme. Dans le secteur de l'énergie, des centrales électriques d'envergure alimentent les marchés de l'énergie en concluant des conventions d'achat et de vente d'énergie à long terme et des conventions commerciales à plus court terme comportant une faible volatilité. Les investissements accrus de TCPL dans des centrales alimentées à l'énergie nucléaire, au gaz naturel, à l'énergie éolienne et à l'énergie hydraulique témoignent de l'engagement de la société à l'égard de l'énergie propre et durable. Les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme demeureront la pierre d'angle du modèle commercial de TCPL.

Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité

Les régions essentielles de la société en Amérique du Nord sont le foyer des projets de croissance des secteurs des pipelines et de l'énergie. TCPL continuera de rechercher des occasions de raccorder les formations schisteuses et les ressources gazières classiques des régions d'approvisionnement de l'ouest et du nord du Canada, de l'Alaska, de la région américaine des Rocheuses, des régions américaines du centre du continent et de la côte du golfe du Mexique. TCPL continuera de s'intéresser activement aux occasions de transporter des volumes croissants de pétrole brut des sables bitumineux de l'Alberta vers des marchés nord-américains de premier ordre. La société continuera d'évaluer des occasions d'acquérir des pipelines qui cadrent avec ses réseaux actuels en vue d'accéder à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés. Dans le secteur de l'énergie, la société continuera de mettre l'accent sur des actifs durables de production d'électricité pour la charge de base et sur des actifs de stockage de gaz naturel auxquels sont associés des contrats garantis à long terme signés par des parties dignes de confiance. Certains projets

seront entièrement élaborés et construits lorsque les conditions du marché sont appropriées et les risques inhérents sont raisonnables.

Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

TCPL prévoit que la construction des actifs relatifs au programme d'investissement de 22 milliards de dollars en cours sera presque achevée d'ici la fin de 2013. La société est résolue à terminer ses projets d'investissement dans le respect du calendrier et du budget, afin d'assurer ses engagements envers ses clients et de produire un rendement intéressant à long terme pour ses actionnaires. Le programme d'investissement en cours est caractérisé par des rentrées de fonds à long terme en grande partie sous contrat et par une exposition limitée aux risques liés aux prix des produits de base. Les risques liés aux coûts en capital sont gérés par les équipes de projet chevronnées et compétentes de TCPL et par l'application des meilleures pratiques de gestion de projet au sein de l'industrie.

Maximiser la capacité concurrentielle de TCPL

TCPL continue de rehausser sa capacité concurrentielle dans des secteurs qui influent directement sur la valeur actionnariale à long terme. La société mise sur son envergure, sa présence, ses compétences en matière d'exploitation, son solide leadership et ses équipes compétentes pour livrer une concurrence efficace et offrir aux clients un rapport qualité-prix exceptionnel. Une démarche disciplinée pour l'investissement de capitaux allié à des capitaux à faibles coûts permet à la société de tirer une importante valeur actionnariale de ses projets d'investissement d'envergure. TCPL reconnaît que les relations constructives avec les principaux clients et parties prenantes revêtent une importance critique à long terme pour une entreprise d'infrastructures énergétiques. La société continue de définir et de concrétiser sa capacité concurrentielle sous tous ses angles.

Optimiser la solidité financière et la réputation de TCPL

TCPL privilégie sa réputation à l'égard de sa performance financière soutenue et sa stabilité financière à long terme. La société communique clairement sa performance financière à ses actionnaires et aux autres investisseurs et les informe tant des appréciations de valeur que des risques commerciaux. La société prend les mesures nécessaires pour conserver la confiance et le soutien de ses investisseurs à long terme et pour attirer de nouveaux investisseurs pour qui une démarche disciplinée dans le secteur des infrastructures énergétiques revêt une valeur à long terme.

REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES			
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
	2009	2008	2007
État des résultats			
Produits	8 966	8 619	8 828
BAlIA comparable ⁽¹⁾	4 107	4 125	3 919
BAlI comparable ⁽¹⁾	2 730	2 878	2 682
BAlI ⁽¹⁾	2 760	3 133	2 708
Bénéfice net	1 379	1 442	1 232
Dividendes sur les actions privilégiées	22	22	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 357	1 420	1 210
Résultat comparable ⁽¹⁾	1 308	1 259	1 087
Données par action ordinaire			
Bénéfice net par action – de base et dilué	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$
Flux de trésorerie			
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	3 044	2 992	2 603
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(88)	128	63
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 956	3 120	2 666
Dépenses en immobilisations	5 417	3 134	1 651
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	902	3 229	4 223
Bilan			
Total de l'actif	44 670	40 735	31 737
Total du passif à long terme	24 065	21 809	17 832

⁽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, le BAlI comparable, le BAlI, le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation.

POINTS SAILLANTS

Résultat

- Le bénéfice net s'est établi à 1 379 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires à 1 357 millions de dollars en 2009, comparativement à respectivement 1 442 millions de dollars et 1 420 millions de dollars en 2008.
- Le résultat comparable de 1 308 millions de dollars enregistré en 2009 ne tient pas compte des gains de dilution de 18 millions de dollars après les impôts attribuables à la participation réduite de la société dans PipeLines LP ni des ajustements positifs de 30 millions de dollars au titre des impôts sur les bénéfices. Le résultat comparable de 1 259 millions de dollars enregistré en 2008 ne tenait pas compte des gains de 152 millions de dollars après les impôts qui avaient été comptabilisés par suite des règlements conclus avec certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») dans le cadre de la faillite de cette dernière, d'un produit de 10 millions de dollars après les impôts touché en règlement d'une action en justice, de la radiation de 27 millions de dollars après les impôts au titre des coûts antérieurement capitalisés liés au projet de GNL de Broadwater, ni des ajustements positifs de 26 millions de dollars au titre des impôts sur les bénéfices.

Flux de trésorerie

- Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 3,0 milliards de dollars en 2009, pour une hausse de 0,1 milliard de dollars comparativement à 2008.
- En 2009, TCPL a investi 6,3 milliards de dollars dans des projets de ses entreprises de pipelines et d'énergie. Les investissements se composaient notamment des opérations suivantes :
 - dépenses en immobilisations de 3,9 milliards de dollars à l'égard de projets de l'entreprise de pipelines, dont la construction de Keystone et du pipeline Bison et l'expansion du réseau de l'Alberta;
 - dépenses en immobilisations de 1,5 milliard de dollars pour des projets liés à l'entreprise d'énergie, dont la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et la construction du projet éolien Kibby, de la centrale de Halton Hills et de la centrale de Coolidge;
 - acquisition de la participation restante de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 0,9 milliard de dollars.
- En 2009, TCPL a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars et des actions ordinaires d'un montant de 1,7 milliard de dollars. Ces émissions se composent principalement des opérations suivantes :
 - en 2009, TCPL a émis 52 millions d'actions ordinaires, ce qui a été à l'origine d'un produit brut de 1,7 milliard de dollars;
 - en février 2009, la société a émis des billets à moyen terme d'une valeur de 0,7 milliard de dollars;
 - en janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang d'une valeur de 2,0 milliards de dollars US;
- En décembre 2009, la société a mis en place une nouvelle facilité de crédit bancaire confirmée de 1,0 milliard de dollars US.
- En novembre 2009, PipeLines LP a émis cinq millions de parts ordinaires à 38,00 \$ US chacune, ce qui a donné lieu à un produit brut de 0,2 milliard de dollars US.

Bilan

- Le total de l'actif s'est accru de 3,9 milliards de dollars par rapport à 2008 pour atteindre 44,7 milliards de dollars en 2009, principalement en raison d'investissements dans des projets d'immobilisations des entreprises de pipelines et d'énergie.
- Les capitaux propres de TCPL se sont accrus de 1,9 milliard de dollars pour atteindre 14,9 milliards de dollars en 2009 comparativement à l'exercice précédent.

Dividendes

- Le 22 février 2010, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2010, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2010. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Revue des états financiers consolidés », « Résultats d'exploitation » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les points saillants.

RÉSULTATS SECTORIELS

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

Rapprochement du BAIIA comparable, du BAI comparable, du BAI et du résultat comparable avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				
Exercice terminé le 31 décembre 2009 (en millions de dollars)				
	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable⁽¹⁾	3 093	1 131	(117)	4 107
Amortissement	(1 030)	(347)	–	(1 377)
BAI comparable⁽¹⁾	2 063	784	(117)	2 730
Postes particuliers :				
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP	29	–	–	29
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	–	1	–	1
BAI⁽¹⁾	2 092	785	(117)	2 760
Intérêts débiteurs				(986)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(64)
Intérêts créditeurs et autres produits				119
Impôts sur les bénéfices				(376)
Participations sans contrôle				(74)
Bénéfice net				1 379
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 357
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP				(18)
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme				(1)
Ajustements d'impôts				(30)
Résultat comparable⁽¹⁾				1 308

Exercice terminé le 31 décembre 2008 (en millions de dollars)	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable⁽¹⁾	3 019	1 210	(104)	4 125
Amortissement	(989)	(258)	–	(1 247)
BAII comparable⁽¹⁾	2 030	952	(104)	2 878
Postes particuliers :				
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	–	–	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	17	–	–	17
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	–	(41)	–	(41)
BAII⁽¹⁾	2 326	911	(104)	3 133
Intérêts débiteurs				(962)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(72)
Intérêts créditeurs et autres produits				42
Impôts sur les bénéfices				(591)
Participations sans contrôle				(108)
Bénéfice net				1 442
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 420
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine				(152)
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN				(10)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater				27
Ajustements d'impôts				(26)
Résultat comparable⁽¹⁾				1 259

Exercice terminé le 31 décembre 2007 (en millions de dollars)	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable⁽¹⁾	3 077	944	(102)	3 919
Amortissement	(1 021)	(216)	–	(1 237)
BAII comparable⁽¹⁾	2 056	728	(102)	2 682
Postes particuliers :				
Gain à la vente de terrains	–	16	–	16
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	–	10	–	10
BAII⁽¹⁾	2 056	754	(102)	2 708
Intérêts débiteurs				(961)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(75)
Intérêts créditeurs et autres produits				118
Impôts sur les bénéfices				(483)
Participations sans contrôle				(75)
Bénéfice net				1 232
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 210
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Gain à la vente de terrains				(14)
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme				(7)
Ajustements d'impôts				(102)
Résultat comparable⁽¹⁾				1 087

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

En 2009, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a atteint 1 357 millions de dollars, comparativement au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1 420 millions de dollars réalisé en 2008. En 2007, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'était chiffré à 1 210 millions de dollars.

En 2009, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires comprenait des ajustements positifs de 30 millions de dollars au titre des impôts sur les bénéfices provenant d'une réduction du taux d'imposition des sociétés par le gouvernement de l'Ontario, des gains de dilution de 18 millions de dollars après les impôts découlant de la participation réduite de la société dans PipeLines LP après la tenue, au quatrième trimestre de 2009, d'un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP et de gains non réalisés nets de 1 million de dollars après les impôts (néant en 2008; gains nets de 7 millions de dollars après les impôts en 2007) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

En 2008, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires comprenait des gains de 152 millions de dollars après les impôts sur les actions de Calpine reçues par GTN et Portland comme règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, le produit de 10 millions de dollars après les impôts touché par GTN à l'issue du règlement d'une action en justice et la radiation de 27 millions de dollars après les impôts de coûts antérieurement capitalisés dans le cadre du projet de Broadwater. Le bénéfice net en 2008 comprenait également des ajustements favorables d'impôts sur les

bénéfices de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 2007 tenait compte des ajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars relativement à des modifications à la législation fiscale fédérale et provinciale au Canada, au règlement de certaines questions fiscales et à une restructuration interne ainsi que d'un gain après les impôts de 14 millions de dollars à la vente de terrains.

À l'exclusion des éléments mentionnés ci-dessus, le résultat comparable pour 2009, 2008 et 2007 a été respectivement de 1 308 millions de dollars, 1 259 millions de dollars et 1 087 millions de dollars.

En 2009, le résultat comparable s'est accru de 49 millions de dollars par rapport à l'année précédente. La croissance du résultat comparable s'explique par :

- la progression du BAII comparable de l'entreprise de pipelines, qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat du réseau de l'Alberta à la suite du règlement sur les besoins en produits et à l'incidence positive, en 2009, d'un dollar US plus vigoureux sur les installations de l'entreprise de pipelines qui se trouvent en sol américain, annulée en partie par la hausse des coûts relatifs à la réalisation de nouveaux projets pipeliniers, en particulier le projet de gazoduc de l'Alaska;
- la régression du BAII comparable de l'entreprise d'énergie en raison du déclin des prix de l'électricité et d'une baisse de la demande dans les installations énergétiques situées dans l'Ouest et aux États-Unis découlant du ralentissement économique en Amérique du Nord, en partie neutralisée par la hausse du résultat qui est attribuable à la mise en service de la centrale de Portlands Energy et de la phase de Carleton du projet de Cartier énergie éolienne, ainsi qu'à l'accroissement des prix réalisés pour l'électricité produite par Bruce Power;
- les pertes accrues du BAII comparable du secteur du siège social découlant surtout de l'augmentation des coûts des services de soutien en raison de l'accroissement des actifs;
- l'augmentation des intérêts débiteurs compte tenu d'émissions de dette à long terme au deuxième semestre de 2008 et au premier trimestre de 2009 et de l'incidence négative du raffermissement du dollar US. Ces augmentations ont été en partie annulées par une hausse des intérêts capitalisés dans le cadre du projet Keystone et d'autres projets d'investissement et des pertes moindres découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de la société relativement aux fluctuations des taux d'intérêt;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres produits par suite de l'incidence positive du fléchissement du dollar US sur les soldes des fonds de roulement en 2009 et les instruments dérivés libellés en dollars US servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change;
- la charge fiscale moins élevée, parce que le résultat avant les impôts a diminué, les différences entre les taux d'imposition ont été plus marquées et d'autres ajustements favorables d'impôts ont eu lieu en 2009;
- la diminution des participations sans contrôle en raison de la part revenant à Portland des règlements touchés dans le cadre de la faillite de Calpine constatée en 2008, en partie contrebalancée par la hausse du résultat de Pipelines LP en 2009.

En 2008, le résultat comparable s'est accru de 172 millions de dollars par rapport à 2007, en raison de la hausse du BAII comparable du secteur de l'énergie, laquelle est principalement attribuable aux prix réalisés supérieurs pour les ventes d'électricité et à l'inclusion du résultat d'ANR sur un premier exercice complet, partiellement contrée par des pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de taux d'intérêt.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation sont présentés plus en détail dans les sections sur les pipelines, l'énergie et le siège social du présent rapport de gestion.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels

de TCPL de l'information sur TCPL et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TCPL et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales et de la performance financière anticipées de TCPL et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, des stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers, des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les 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 les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Gestion des risques et instruments financiers » 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, 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 », « BAIIA comparable », « BAII », « BAII comparable » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies prescrites dans les principes comptables généralement reconnus (« 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. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TCPL, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

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

La direction utilise les mesures « résultat comparable », « BAIIA comparable » et « BAII comparable » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAII comparable comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA et le BAII ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant l'exercice visé. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la

direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, du BAIIA comparable et du BAII comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites ainsi que certains ajustements de la juste valeur. Le tableau « Résultats sectoriels » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement entre, d'une part, le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAII comparable et, d'autre part, le bénéfice net et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

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

PERSPECTIVES

La stratégie d'entreprise de TCPL s'appuie sur la croissance à long terme et se fonde sur les principales forces de ses entreprises de pipelines et d'énergie. TCPL estime que son bénéfice net et ses flux de trésorerie liés à l'exploitation, alliés à un bilan solide et à sa capacité prouvée d'accéder aux marchés financiers, devraient lui permettre, en 2010 et au-delà, de continuer à jouir des ressources financières nécessaires pour mener à bien son programme d'investissement en cours, de s'intéresser à de nouvelles possibilités de croissance à long terme et de créer une valeur supplémentaire à long terme au profit de ses actionnaires avec la même démarche disciplinée et délibérée ayant caractérisée le programme d'investissement actuel de TCPL. TCPL croit que cette prudence est particulièrement importante dans la conjoncture actuelle en Amérique du Nord. En 2010, la société fera progresser fortement son programme d'investissement en cours et poursuivra la mise en œuvre de la stratégie qu'elle a adoptée pour son entreprise de pipelines et son entreprise d'énergie, dont il est question sous la rubrique « TCPL – Stratégie » du présent rapport de gestion.

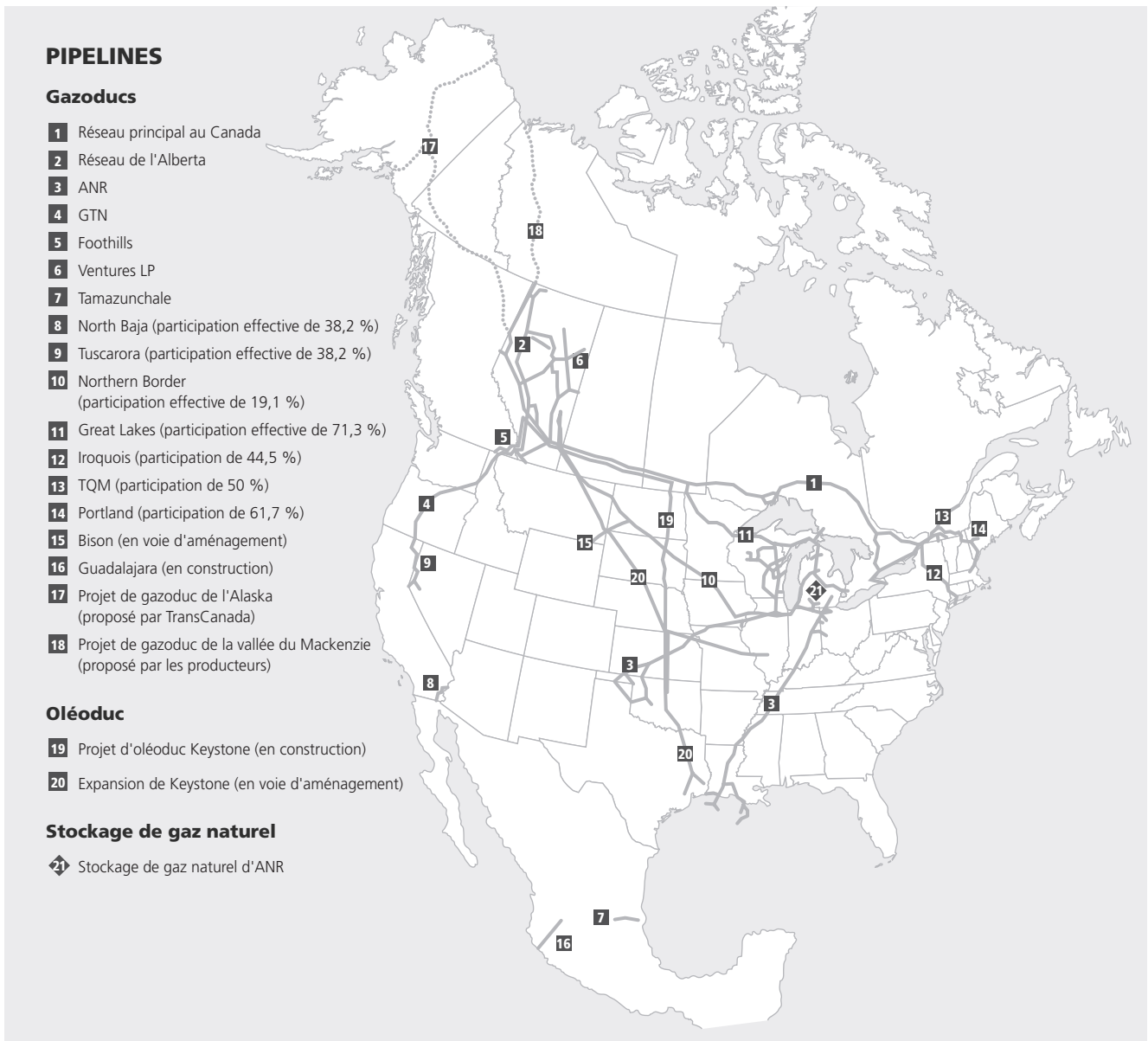
En 2010, le secteur des pipelines devrait commencer à produire un BAIIA grâce à la phase initiale de Keystone. Le BAIIA produit par Keystone s'accroîtra avec la construction et la mise en service d'autres phases du projet. L'arrivée à échéance de contrats à long terme, les variations des volumes livrés, surtout par les pipelines aux États-Unis, et les règlements ou décisions rendus par les organismes de réglementation pourraient avoir des répercussions sur le BAIIA du secteur des pipelines.

Les variations des cours des produits de base auront une incidence sur le BAIIA du secteur de l'énergie en 2010, dans les cas où TCPL n'aura pas conclu de contrat pour gérer de telles fluctuations ou dans les cas où des contrats de vente arrivant à échéance seront remplacés par de nouveaux contrats conclus aux prix prévalant sur le marché. Les fluctuations des prix de la capacité dans la ville de New York, où est exploitée la centrale de Ravenswood, et en Nouvelle-Angleterre auront également une incidence sur le BAIIA du secteur de l'énergie. En revanche, le BAIIA du secteur de l'énergie subira, en 2010, l'influence positive des actifs mis en service en 2009 et de ceux devant l'être en 2010.

TCPL prévoit que le résultat de 2010 subira les effets d'une baisse des intérêts capitalisés et d'une hausse de l'amortissement, à mesure que de nouveaux actifs entreront en service.

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur le BAII des entreprises de pipelines et d'énergie est en grande partie annulée par les répercussions des variations de la valeur du dollar US sur les intérêts débiteurs en dollars américains. L'exposition nette qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, le taux de change moyen par rapport au dollar US s'est chiffré à 1,14 (1,07 en 2008 et en 2007).

Un certain nombre de facteurs et de faits nouveaux pourraient avoir une incidence sur les résultats de la société en 2010, notamment ceux dont il est question dans le présent rapport de gestion, sous les rubriques « Informations prospectives », « Pipelines – Risques d'entreprise » et « Énergie – Risques d'entreprises ». Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Pipelines – Perspectives » et « Énergie – Perspectives » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les perspectives. À compter du 1^{er} janvier 2011, les résultats de la société seront soumis à l'incidence de l'adoption des Normes internationales d'information financière (« IFRS ») ainsi qu'il est commenté sous la rubrique « Modifications comptables – Modifications comptables futures » du présent rapport de gestion.



Sauf indication contraire, les pipelines suivants sont détenus à 100 % par TCPL.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA Le réseau principal au Canada est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 14 101 km (8 762 milles), depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont. Il est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

RÉSEAU DE L'ALBERTA Le réseau de l'Alberta est un réseau de transport de gaz naturel de 23 905 km (14 854 milles) en Alberta qui est raccordé au réseau principal au Canada et aux gazoducs de Foothills ainsi qu'à des gazoducs appartenant à des tiers.

ANR Le réseau de transport de gaz naturel d'ANR de 17 000 km (10 563 milles) rayonne à partir de gisements en exploitation principalement situés au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et en Louisiane, jusqu'à des marchés qui sont situés en majeure partie au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Ohio et en Indiana. De plus, ANR possède et exploite, au Michigan, des installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées ayant une capacité aménagée totale de 250 Gpi³.

GTN GTN est un réseau de gazoducs de 2 174 km (1 351 milles) qui relie Foothills et le gaz naturel tiré des Rocheuses aux gazoducs de tiers dans l'État de Washington, en Oregon et en Californie, ainsi qu'à Tuscarora.

FOOTHILLS Le réseau Foothills de 1 241 km (771 milles) dans l'Ouest canadien achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir des marchés du Midwest américain, des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada.

VENTURES LP Le réseau Ventures LP est composé d'un pipeline de 161 km (100 milles) qui alimente en gaz naturel la région des sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, ainsi qu'un pipeline de 27 km (17 milles) qui approvisionne en gaz un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.

TAMAZUNCHALE Tamazunchale est un gazoduc d'une longueur de 130 km (81 milles) dans le centre-est du Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.

NORTH BAJA Détenu par PipeLines LP à 100 %, le réseau de gazoducs North Baja s'étend sur 129 km (80 milles), depuis Ehrenberg, en Arizona, jusqu'à un point situé près d'Ogilby, en Californie, où il est raccordé au réseau de pipelines d'un tiers au Mexique. Par le truchement de sa participation de 38,2 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 38,2 % dans North Baja, qu'elle exploite.

TUSCARORA Détenu à 100 % par PipeLines LP, Tuscarora est un réseau pipelinier de 491 km (305 milles) qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, et qui va jusqu'à Wadsworth, au Nevada, avec différents points de livraison dans le nord-est de la Californie et dans le nord-ouest du Nevada. Par le truchement de sa participation de 38,2 % dans PipeLines LP (32,1 % en 2008), TCPL détient une participation effective de 38,2 % (32,1 % en 2008) dans Tuscarora, qu'elle exploite.

NORTHERN BORDER Détenu à 50 % par PipeLines LP, le réseau de transport de gaz naturel de Northern Border d'une longueur de 2 250 km (1 398 milles) dessert le Midwest américain. Par le truchement de sa participation de 38,2 % (32,1 % en 2008) dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 19,1 % (16,1 % en 2008) dans Northern Border, qu'elle exploite.

GREAT LAKES Détenu à 53,6 % par TCPL et à 46,4 % par PipeLines LP, le réseau de gazoducs de Great Lakes, d'une longueur de 3 404 km (2 115 milles), dessert des marchés du centre du Canada et du Midwest américain. TCPL détient une participation effective de 71,3 % (68,5 % en 2008) dans Great Lakes, qu'elle exploite, compte tenu de sa participation directe et de sa participation de 38,2 % (32,1 % en 2008) dans PipeLines LP.

IROQUOIS Détenu à 44,5 % par TCPL, le réseau de gazoducs Iroquois, qui s'étend sur 666 km (414 milles) se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis.

TQM Détenu à 50 % par TCPL, TQM est un réseau de pipelines d'une longueur de 572 km (355 milles) qui est raccordé au réseau principal au Canada. Dans la province de Québec, il achemine du gaz naturel de Montréal à Québec et est relié au réseau de Portland. TCPL est l'exploitant de TQM.

PORTLAND Détenu à 61,7 % par TCPL, le pipeline de Portland, d'une longueur de 474 km (295 milles), est raccordé aux installations de TQM près d'East Hereford, au Québec. Il permet de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis. TCPL en assure l'exploitation.

TRANS GAS TCPL détient une participation de 46,5 % dans TransGas, un réseau de transport de gaz naturel de 344 km (214 milles) qui s'étend de Mariquita à Cali, en Colombie.

GAS PACIFICO/INNERGY Détenu à 30 % par TCPL, Gas Pacifico est un réseau de transport de gaz naturel de 540 km (336 milles) qui prend son origine à Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili. TCPL détient en outre une participation de 30 % dans INNERGY, société de commercialisation de gaz naturel industriel établie à Concepción, qui assure la commercialisation du gaz naturel véhiculé par Gas Pacifico.

BISON Le gazoduc Bison, une fois achevé, s'étendra sur 487 km (303 milles), de Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.

KEYSTONE Détenu à 100 % (62 % au 31 décembre 2008) par TCPL, l'oléoduc Keystone s'étend sur 3 456 km (2 147 milles). Il transportera au départ du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés du Midwest américain, à Wood River et à Patoka, en Illinois, puis à destination de Cushing, en Oklahoma. En outre, un projet d'expansion du pipeline sur 2 720 km (1 690 milles), jusqu'à la côte du golfe du Mexique, est en cours.

GUADALAJARA Le gazoduc Guadalajara est en cours de construction. Une fois achevé, il suivra un tracé d'environ 305 km (190 milles) au Mexique, de Manzanillo à Guadalajara.

PIPELINES – POINTS SAILLANTS

- Le BAIIA comparable de l'entreprise de pipelines s'est établi à 3,1 milliards de dollars en 2009, soit à 0,1 milliard de dollars de plus que les 3,0 milliards de dollars inscrits en 2008.
- En 2009, la société a investi 3,9 milliards de dollars dans les projets d'investissement de cette entreprise, notamment pour l'achèvement de la première phase de la construction de Keystone, soit le tronçon s'étendant jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois, au coût d'environ 2,5 milliards de dollars. La société a également terminé la première phase et entrepris la deuxième phase de l'expansion du couloir centre-nord du réseau de l'Alberta, à un coût en capital approximatif de 600 millions de dollars à la fin de 2009. Les dépenses en immobilisations prévues du couloir centre-nord devraient totaliser quelque 800 millions de dollars.
- Pendant l'exercice 2009, TCPL a négocié le règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta, ce qui a donné lieu à une nouvelle conception du tarif pour le réseau et les expansions prévues. Ce règlement tient compte de la nature évolutive du réseau de l'Alberta ainsi que de l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines.
- En décembre 2009, un comité d'examen conjoint du gouvernement du Canada a publié un rapport sur les facteurs environnementaux et socio-économiques liés au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). Le rapport a été soumis à l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») dans le cadre du processus d'examen en matière d'approbation de projets. La décision est attendue d'ici le quatrième trimestre de 2010.
- En octobre 2009, l'ONÉ a rendu une décision à l'effet que la formule d'ajustement du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») qu'il préconisait ne serait plus en vigueur. La décision a un effet sur le calcul des droits futurs pour les gazoducs de TCPL qui sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ. L'ONÉ avait précédemment rendu une décision ayant pour effet d'autoriser un coût moyen pondéré du capital après impôts de 6,4 % pour 2007 et 2008.
- En avril 2009, TCPL a reçu la décision de l'ONÉ déterminant que le réseau de l'Alberta relève de la compétence fédérale et qu'il est assujetti à la réglementation de l'ONÉ.
- En 2009, la société a acquis les participations restantes de ConocoPhillips dans Keystone, portant ainsi sa participation à 100 %.
- En 2009, en raison de l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne, la société a ramenée sa participation à 38,2 % et elle a réalisé un gain de dilution de 29 millions de dollars.
- En juin 2009, TCPL et ExxonMobil ont conclu une entente de collaboration visant l'avancement du projet de gazoduc de l'Alaska.

RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE DE PIPELINES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Pipelines au Canada			
Réseau principal au Canada	1 133	1 141	1 207
Réseau de l'Alberta	728	692	775
Foothills	132	133	135
Autres (TQM, Ventures LP)	59	50	51
BAIIA comparable des pipelines au Canada⁽¹⁾	2 052	2 016	2 168
Pipelines aux États-Unis			
ANR	347	347	272
GTN ⁽²⁾	195	198	187
Great Lakes	138	127	125
PipeLines LP ⁽²⁾⁽³⁾	84	70	62
Iroquois	78	59	55
Portland ⁽⁴⁾	26	27	34
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY)	58	40	51
Frais généraux, frais d'administration et de soutien ⁽⁵⁾	(17)	(15)	(17)
Participations sans contrôle ⁽²⁾⁽⁶⁾	194	187	187
BAIIA comparable des pipelines aux États-Unis⁽¹⁾	1 103	1 040	956
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(62)	(37)	(47)
BAIIA comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	3 093	3 019	3 077
Amortissement	(1 030)	(989)	(1 021)
BAII comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	2 063	2 030	2 056
Postes particuliers :			
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP ⁽³⁾⁽⁷⁾	29	–	–
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ⁽⁸⁾	–	279	–
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	–	17	–
BAII du secteur des pipelines⁽¹⁾	2 092	2 326	2 056

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

⁽²⁾ Les résultats de GTN tiennent compte de North Baja jusqu'au 1^{er} juillet 2009, date à laquelle le réseau a été vendu à PipeLines LP.

⁽³⁾ Depuis le 18 novembre 2009, les résultats de PipeLines LP tiennent compte de la participation effective de 38,2 % de la société dans PipeLines LP. Du 1^{er} juillet 2009 au 17 novembre 2009, la participation de TCPL dans PipeLines LP était de 42,6 %. Du 22 février 2007 au 30 juin 2009, la participation de TCPL dans PipeLines LP était de 32,1 %. Du 1^{er} janvier 2007 au 22 février 2007, la participation de TCPL dans PipeLines LP était de 13,4 %.

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

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

⁽⁶⁾ Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA pour les parties de PipeLines LP et de Portland que TCPL ne détient pas.

⁽⁷⁾ En raison de l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne, la société a ramené sa participation dans PipeLines LP de 42,6 % à 38,2 % et elle a réalisé un gain de dilution de 29 millions de dollars.

⁽⁸⁾ En raison des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine dont la valeur initiale était respectivement de 154 millions de dollars et de 103 millions de dollars. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain supplémentaire de 22 millions de dollars.

L'entreprise de pipelines a généré un BAII comparable de 2 063 millions de dollars en 2009 contre un BAII comparable de 2 030 millions de dollars en 2008. Le BAII comparable de 2009 excluait le gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts attribuable à la participation réduite de la société dans PipeLines LP après l'émission, en novembre 2009, de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne. Le BAII comparable de 2008 ne tenait pas compte des gains de 279 millions de dollars réalisés par GTN et Portland en règlement dans le cadre de la faillite de Calpine ni du produit de 17 millions de dollars reçu en règlement par GTN dans le cadre de la poursuite d'un fournisseur de logiciel. En 2007, le BAII comparable était de 2 056 millions de dollars.

Bénéfice net des pipelines détenus en propriété exclusive au Canada

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Réseau principal au Canada	273	278	273
Réseau de l'Alberta	168	145	138
Foothills	23	24	26

PIPELINES – ANALYSE FINANCIÈRE

Réseau principal au Canada Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ, qui établit les droits qui permettent à TCPL de récupérer ses coûts de transport de gaz naturel projetés, notamment en dictant le taux de rendement de la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada. L'ONÉ doit également approuver les nouvelles installations avant le début de la construction. Le BAIIA du réseau principal au Canada varie en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, du RCA, du ratio du capital-actions ordinaire réputé, des revenus incitatifs éventuels ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur les bénéfices récupérés par le truchement des produits selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

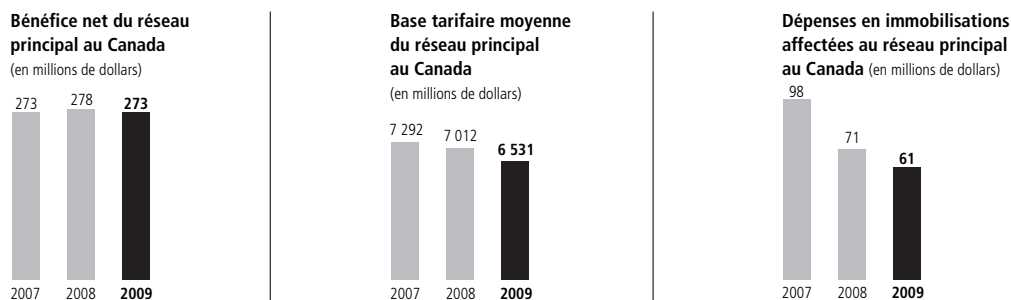
Le réseau principal au Canada est actuellement exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal s'appliquant de 2007 à 2011. Le coût du capital de TCPL tient compte d'un RCA, déterminé d'après la formule de l'ONÉ, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

Le règlement visant les droits établit en outre certains éléments des coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chacune des cinq années. La variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement a été entièrement imputée à TCPL de 2007 à 2009 et sera partagée également entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement, qui, selon la société, procureront des avantages réciproques à TCPL et à ses clients.

Le bénéfice net de 273 millions de dollars en 2009 est de 5 millions de dollars inférieur au chiffre de 278 millions de dollars enregistré en 2008. La baisse provient surtout d'une diminution de la base tarifaire moyenne et d'un RCA inférieur, qui est passé de 8,71 % en 2008 à 8,57 % en 2009. Les plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont en partie annulé ces reculs. En 2008, le bénéfice net de 278 millions de dollars était supérieur de 5 millions de dollars au chiffre de 273 millions de dollars enregistré en 2007, principalement en raison des encouragements supérieurs touchés aux termes d'accords incitatifs axés sur le rendement et de la plus grande compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, ainsi que d'un RCA de 8,71 % en 2008 (8,46 % en 2007). L'incidence négative de la diminution de la base tarifaire a en partie annulé ces gains.

Le BAIIA comparable a atteint 1 133 millions de dollars en 2009, comparativement à 1 141 millions de dollars en 2008. La baisse de 8 millions de dollars est plus particulièrement imputable à un recul des produits en raison du recouvrement d'un rendement général inférieur de la base tarifaire moyenne réduite et d'un RCA inférieur en 2009. Ce recul des

produits a été partiellement contré par de plus grandes économies sur le plan des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et par le recouvrement de montants supérieurs au titre de l'amortissement en 2009. Le BAIIA de 1 141 millions de dollars constaté à l'exercice précédent affichait un fléchissement de 66 millions de dollars par rapport au chiffre de 1 207 millions de dollars enregistré en 2007, principalement en raison d'une diminution des produits découlant des montants inférieurs recouverts aux postes de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur les bénéfices en 2008. La diminution des produits a été en partie annulée par une augmentation du BAIIA découlant des encouragements touchés aux termes d'accords incitatifs axés sur le rendement, des économies de coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et d'un RCA supérieur.



Réseau de l'Alberta Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de l'ONÉ depuis le 29 avril 2009 en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). Auparavant, il était assujéti à la réglementation de l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), principalement en vertu de deux lois de l'Alberta intitulées *Gas Utilities Act* et *Pipeline Act*. Le BAIIA du réseau de l'Alberta varie en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, du RCA, du ratio du capital-actions ordinaire réputé, des revenus incitatifs éventuels ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur les bénéfices récupérés par le truchement des produits selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

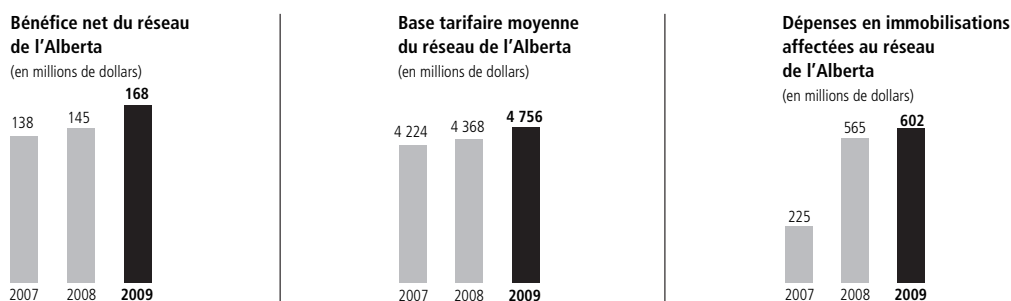
Le réseau de l'Alberta est exploité aux termes du règlement visant les besoins en produits de 2008-2009, qui a été approuvé par l'AUC en décembre 2008 et subséquentement approuvé par l'ONÉ à la suite du transfert du réseau de l'Alberta à la compétence fédérale. En décembre 2009, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL concernant l'établissement des droits définitifs pour 2009. En 2007, le réseau de l'Alberta était exploité aux termes du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de 2005-2007, approuvé par l'AUC en juin 2005.

Dans le cadre du règlement visant les besoins en produits de 2008-2009, des coûts fixes ont été déterminés pour le RCA, les impôts sur les bénéfices et certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement a été entièrement imputée à TCPL, sous réserve d'un mécanisme d'ajustement du RCA et des impôts sur les bénéfices, qui tenait compte des variations entre la base tarifaire réelle et celle prévue au règlement, et des hypothèses appliquées à l'impôt sur les bénéfices. Les autres éléments de coûts du règlement ont été comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta a progressé de 23 millions de dollars entre 2008 et 2009 pour atteindre 168 millions de dollars en 2009, ce qui s'explique surtout par l'augmentation du résultat du fait du règlement et par l'accroissement de la base tarifaire moyenne en 2009. Le bénéfice net de 145 millions de dollars constaté en 2008 présentait, par rapport à 2007, une progression de 7 millions de dollars attribuable à une hausse du résultat découlant du règlement visant les besoins en produits de 2008-2009. Le résultat de 2007 tenait compte d'un RCA de 8,51 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 35 %.

À 728 millions de dollars, le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta en 2009 est de 36 millions de dollars supérieur au chiffre de 2008. La hausse s'explique surtout par l'augmentation du résultat du fait du règlement et par l'accroissement de la base tarifaire moyenne en 2009, ainsi que par la hausse des produits découlant du recouvrement de charges financières supérieures, quelque peu atténuée par le recul des impôts sur les bénéfices. Le BAIIA de 692 millions de dollars en 2008 accusait un recul de 83 millions de dollars par rapport à 2007. Ce recul provenait d'une baisse des

produits compte tenu des montants inférieurs recouverts au titre de l'amortissement, des impôts sur les bénéfices et des charges financières, contrebalancée en partie par l'accroissement des produits imputable au règlement visant les besoins en produits de 2008-2009.



Autres pipelines au Canada Le BAIIA comparable des autres pipelines au Canada s'est chiffré à 59 millions de dollars en 2009, alors qu'il avait été de 50 millions de dollars en 2008. L'augmentation découle en grande partie de la décision rendue par l'ONÉ en mars 2009 au sujet de la demande de TQM concernant le coût du capital pour 2007 et 2008. Le BAIIA s'était établi à 50 millions de dollars en 2008, comparativement à 51 millions de dollars en 2007.

ANR Les activités d'ANR sont principalement réglementées par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. ANR propose des services de transport et de stockage de gaz naturel, ainsi que divers autres services liés à la capacité, à une palette de clients de l'Amérique du Nord. Le réseau de transport d'ANR a une capacité de pointe de 6,8 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »). Compte tenu de la nature saisonnière des activités de l'entreprise, les volumes et les produits d'ANR sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver. De plus, ANR possède et exploite, au Michigan, des installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité de 250 Gpi³. Les services de transport et de stockage de gaz naturel sont proposés par ANR aux tarifs approuvés par la FERC. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR a le droit d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire.

Les tarifs d'ANR Pipeline Company, établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en novembre 1997. Les tarifs d'ANR Storage Company, établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en juin 1990. À l'heure actuelle, quelle que soit l'activité réglementée par la FERC, ANR n'est pas tenue de présenter à une date quelconque une demande en vue de l'approbation de nouveaux tarifs, pas plus qu'elle n'est privée du droit d'en présenter.

Le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à 347 millions de dollars en 2009, ce qui est comparable au chiffre enregistré en 2008. La hausse des produits de transport et de stockage, imputable aux projets d'expansion, à l'utilisation accrue et aux prix favorables pour la capacité actuelle, et l'incidence favorable du raffermissement du dollar US en 2009 ont été atténuées par la diminution des ventes de gaz naturel connexes, essentiellement du fait de la baisse des prix, et l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. En 2008, le BAIIA comparable s'était élevé à 347 millions de dollars, contre 272 millions de dollars en 2007. La progression s'explique surtout par le résultat compte tenu d'un premier exercice complet en 2008 ainsi que par les produits supérieurs découlant des nouveaux projets de croissance, atténués en partie par l'accroissement des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

GTN GTN est assujéti à la réglementation de la FERC et, de ce fait, est exploité conformément aux tarifs approuvés par l'organisme, lesquels prévoient des taux maximaux et minimaux pour divers types de services. Les tarifs de GTN ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en janvier 2008 et ils sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2007. Le règlement prévoit un moratoire de cinq ans à partir du 1^{er} janvier 2007 qui interdit à GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des demandes dans le but d'ajuster les tarifs. Le règlement exige également que GTN dépose une demande concernant les nouveaux tarifs au plus tard le 1^{er} janvier 2014. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, GTN a le droit d'accorder des remises ou de négocier les tarifs. Le BAIIA de GTN est soumis à l'incidence des variations des volumes contractuels, des volumes livrés et des montants facturés pour divers types de services, ainsi que des variations des coûts de prestation des services.

Le BAIIA comparable de GTN a atteint 195 millions de dollars en 2009. Par rapport à l'exercice précédent, il s'agit d'une régression de 3 millions de dollars qui est en majeure partie attribuable à la vente de North Baja à PipeLines LP et qui est partiellement contrée par l'incidence positive du raffermissement du dollar US en 2009. Le BAIIA de GTN avait été de 198 millions de dollars en 2008, une hausse de 11 millions de dollars comparativement à 2007, surtout en raison d'une baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Autres pipelines aux États-Unis Les autres pipelines aux États-Unis ont généré un BAIIA comparable de 561 millions de dollars en 2009, comparativement à 495 millions de dollars en 2008. La hausse provient principalement de l'incidence positive du raffermissement du dollar US en 2009, de l'acquisition de North Baja par PipeLines LP en juillet 2009, de l'accroissement des produits de Gas Pacifico découlant d'une nouvelle entente de transport et de l'augmentation des produits à court terme générés par Iroquois. En 2007, le BAIIA était de 497 millions de dollars.

Expansion des affaires Les pertes au titre du BAIIA comparable découlant en 2009 de l'expansion des affaires de l'entreprise de pipelines se sont accrues de 25 millions de dollars comparativement à 2008, en raison avant tout de la hausse des frais liés à l'expansion des affaires connexes au projet de gazoduc de l'Alaska.

Amortissement L'amortissement a progressé de 41 millions de dollars en 2009, comparativement à l'exercice précédent, ce qui est particulièrement attribuable au raffermissement du dollar US en 2009. La baisse de 32 millions de dollars qui avait été comptabilisée en 2008 par rapport à 2007 s'explique surtout par le taux d'amortissement inférieur autorisé pour le réseau de l'Alberta.

PIPELINES – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Pétrole brut

Keystone En août 2009, TCPL a acheté la participation restante d'environ 20 % de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 553 millions de dollars US et de la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de dollars US. Keystone appartient maintenant à 100 % à TCPL.

En 2008, TCPL avait convenu avec ConocoPhillips de hausser sa participation en actions dans Keystone pour la porter de 50 % à près de 80 %, la participation en actions de ConocoPhillips dans Keystone devant par le fait même être ramenée de 50 % à environ 20 %. En 2008 et avant août 2009, TCPL a financé 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux cumulatifs des participants au projet soient conformes à leurs participations révisées. Avant août 2009, TCPL avait financé 1,3 milliard de dollars des apports de capitaux pour Keystone, ce qui s'était traduit par l'acquisition, par la société, d'une participation supplémentaire de 18 % dans Keystone au coût de 313 millions de dollars. En 2008, TCPL avait financé 362 millions de dollars des apports de capitaux, ce qui a donné lieu à l'acquisition d'une participation supplémentaire d'environ 12 % au prix de 176 millions de dollars. En août 2009 et au 31 décembre 2008, la participation en actions de TCPL dans Keystone était respectivement d'environ 80 % et 62 %.

En mai 2008, une fois obtenues les autorisations nécessaires des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis, les travaux de construction ont commencé. La première phase de Keystone, soit le tronçon s'étendant de Hardisty à Wood River et Patoka, d'une capacité nominale initiale de 435 000 b/j, a été mise en service à la fin de 2009.

En juin 2008, l'ONÉ a approuvé la demande visant l'ajout de nouvelles installations de pompage afin de permettre les livraisons au marché de Cushing. La deuxième phase du projet Keystone devrait porter à 591 000 b/j la capacité nominale de l'oléoduc et prolonger celui-ci jusqu'à Cushing. La mise en service devrait avoir lieu vers la fin de 2010 et la mise en service commerciale devrait commencer au premier trimestre de 2011.

À la suite d'un appel de soumissions au troisième trimestre de 2008, Keystone a obtenu auprès des expéditeurs des contrats garantis à long terme supplémentaires pour son réseau. Grâce à ces engagements, Keystone a déposé les demandes réglementaires nécessaires au Canada et aux États-Unis pour faire approuver la construction et l'exploitation de l'expansion de son réseau d'oléoducs qui fournirait une capacité supplémentaire en provenance de l'Ouest canadien

et à destination de la côte américaine du golfe du Mexique au début de 2013 portant la capacité commerciale totale de Keystone à environ 1,1 million de b/j. En septembre 2009, l'ONÉ a tenu une audience afin d'examiner la demande visant les installations en sol canadien qui sont nécessaires à l'agrandissement de Keystone dans la région du golfe du Mexique. L'ONÉ devrait rendre, au premier trimestre de 2010, une décision au sujet de la demande de TCPL visant la construction et l'exploitation des installations, y compris la méthode de tarification proposée. Les permis visant les installations du projet qui sont situées aux États-Unis sont attendus d'ici le quatrième trimestre de 2010. La construction des installations pour l'agrandissement devrait s'amorcer au premier trimestre de 2011, une fois obtenues les approbations réglementaires requises.

Les dépenses en immobilisations prévues, y compris le prolongement jusqu'à la côte du golfe du Mexique, s'il est approuvé, devraient totaliser quelque 12 milliards de dollars US. Une somme d'environ 5 milliards de dollars US de dollars a été dépensée jusqu'ici. Au 31 décembre 2009, les coûts de 470 millions de dollars liés au projet d'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique sont comptabilisés au titre des actifs incorporels et autres. Les coûts en capital afférents à la construction de Keystone sont soumis à un barème de partage avec les clients de TCPL des coûts en capital en fonction des risques et des avantages.

L'ONÉ a approuvé la mise en exploitation, y compris les activités de mise en service, des installations en sol canadien, sous réserve de certaines conditions. L'approbation visant le tronçon canadien du pipeline est valide pour une période d'environ neuf mois à compter de la mise en service à l'échelle commerciale, lesquels doivent être effectués à une pression maximale d'exploitation (« PME ») moindre, ce qui diminuera la capacité d'expédition en deçà de la capacité nominale initiale de 435 000 b/j. Avant la fin de cette période, Keystone devra procéder à des inspections supplémentaires de l'intérieur du tronçon. Ces inspections, ainsi que tous les travaux de remise en état s'il y a lieu, devront être effectuées au cours de cette période. Selon TCPL, la restriction relative à la PME devrait être levée une fois les activités terminées.

TCPL s'attend à ce que Keystone commence à acheminer du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés du Midwest américain à Wood River et Patoka, en Illinois, vers le milieu de 2010, ainsi qu'à Cushing, en Oklahoma, au premier trimestre de 2011. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, des travaux d'agrandissement du réseau jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique seraient entrepris et les livraisons de pétrole brut commenceraient au début de 2013.

TCPL s'attend à ce que Keystone commence à produire, en 2010, un BAIIA qui s'accroîtra en 2011, 2012 et 2013 avec le début des livraisons de pétrole brut dans le cadre des étapes du projet d'expansion. Les volumes contractuels de 217 500 b/j devraient augmenter pour atteindre 910 000 b/j de 2010 à 2013 sous l'impulsion de la mise en service à l'échelle commerciale des phases Cushing et de la côte du golfe du Mexique du projet. Compte tenu des engagements à long terme, Keystone pourrait être en mesure de dégager un BAIIA de quelque 1,2 milliard de dollars US en 2013, soit dès sa première année complète d'exploitation commerciale au service des marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Si les volumes étaient portés à 1,1 million de b/j, capacité commerciale totale du réseau, Keystone produirait un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. Les volumes de Keystone pourraient économiquement être portés de 1,1 million de b/j à 1,5 million de b/j afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

Gaz naturel

Changements à l'ONÉ

Modification de la formule du RCA préconisée par l'ONÉ En mars 2009, l'ONÉ a entrepris un processus d'examen pour déterminer si sa décision RH-2-94 était toujours pertinente. Celle-ci définissait la formule de calcul d'un RCA qui est lié au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada, laquelle servait de point de départ au calcul des droits exigés par les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ depuis 1995. En octobre 2009, l'ONÉ a rendu une décision déclarant que la décision RH-2-94 ne serait plus en vigueur. L'ONÉ a décrété que le coût du capital serait dorénavant déterminé par des négociations entre les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs ou par l'ONÉ si une société pipelinière présente une demande au sujet du coût du capital. La décision touche certains pipelines réglementés par l'ONÉ, notamment le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, Foothills et TQM. En collaboration avec ses

clients et autres intéressés, TCPL déterminera le coût du capital qui servira au calcul des droits à compter de 2010 relativement au réseau de l'Alberta, à Foothills et à TQM et au réseau principal au Canada, dès l'échéance du règlement en vigueur. Dans les cas où il n'est pas possible de conclure une entente, une demande devra être déposée devant l'ONÉ pour solliciter un rendement du capital investi équitable.

En novembre 2009, l'Association canadienne des producteurs pétroliers et l'Association des consommateurs industriels de gaz ont sollicité l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour d'appel fédérale de la décision rendue par l'ONÉ en octobre 2009. L'ONÉ a été désigné comme seul défendeur. En janvier 2010, TCPL s'est vu accorder le statut de défendeur dans l'affaire et a déposé, en février 2010, un mémoire d'opposition à la demande d'autorisation.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations En mai 2009, l'ONÉ a rendu une décision portant sur l'Initiative de consultation relative aux questions foncières, plus particulièrement sur les questions financières liées à la cessation d'exploitation de pipelines. Toutes les sociétés pipelinières assujetties à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) seront tenues d'exécuter les étapes définies dans le cadre et le plan d'action qui sont précisés dans les motifs de décision. L'Office s'est donné pour but de faire en sorte que les sociétés pipelinières commencent à percevoir et à mettre de côté des fonds pour financer les cessations d'exploitation d'ici le milieu de 2014. Le plan d'action, auquel les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ doivent se conformer, comporte plusieurs échéances que devront respecter les sociétés réglementées, notamment pour la préparation et le dépôt d'une estimation des coûts nécessaires à la cessation d'exploitation, l'élaboration d'une proposition concernant le prélèvement de fonds au moyen de droits, ainsi que la préparation d'une proposition concernant les processus envisagés pour mettre les fonds de côté. À la suite de cette décision, TCPL a mis en branle un projet visant à estimer les coûts de cessation d'exploitation de ses pipelines assujettis à la réglementation de l'ONÉ. Le mémoire sera soumis à l'approbation de l'ONÉ au plus tard le 31 mai 2011.

Réseau principal au Canada Le rendement du réseau principal au Canada continuera d'être fondé sur la méthode de calcul du RCA définie par l'ONÉ pour 2010 et 2011, conformément aux dispositions du règlement tarifaire en vigueur. En décembre 2009, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL concernant les droits définitifs en 2010 visant le service de transport du réseau principal au Canada à compter du 1^{er} janvier 2010. Le RCA pour 2010 sera ainsi de 8,52 %, une baisse par rapport au RCA de 8,57 % approuvé pour 2009.

Réseau de l'Alberta Le réseau de l'Alberta est assujetti à la réglementation de l'ONÉ depuis le 29 avril 2009 en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). Il était auparavant réglementé par l'AUC. En vertu de la réglementation fédérale, TCPL peut solliciter l'approbation de l'ONÉ afin de prolonger le réseau de l'Alberta hors des frontières de la province, ce qui lui permettrait d'offrir des services de transport aux producteurs à l'extérieur de l'Alberta.

En septembre 2009, TCPL a entrepris la construction de la dernière étape du projet de couloir centre-nord, qui prévoit le prolongement du tronçon nord du réseau de l'Alberta sur une distance de 300 km (186 milles). Les travaux de cette dernière étape devraient être achevés au plus tard en avril 2010. L'étape initiale a été achevée et mise en exploitation en 2009. Le couloir centre-nord fournira la capacité requise pour faire face à l'accroissement des approvisionnements dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique et à l'essor des marchés en Alberta ainsi que pour contrer l'amoindrissement des stocks de gaz dans le nord-est de l'Alberta tout en augmentant les livraisons de gaz aux pipelines d'interconnexion à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. Le total du coût en capital du projet est évalué à environ 800 millions de dollars.

TCPL prévoit que les producteurs continueront d'explorer et de mettre en valeur de nouveaux champs gaziers dans l'Ouest canadien, plus particulièrement dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans les secteurs de l'ouest et du centre des contreforts de l'Alberta. Il devrait également y avoir de grands travaux d'exploration et de mise en valeur visant des ressources non classiques comme le méthane de houille et le gaz de schiste. L'émergence de gaz naturel non classique pouvant être produit de manière économique à partir du gaz de schiste en Colombie-Britannique, notamment dans les zones de Montney et de Horn River, pourrait offrir d'importantes possibilités pour le réseau de l'Alberta. Bien que ces zones n'en soient encore qu'aux premières étapes de mise en valeur, les volumes produits semblent comparables à ceux des approvisionnements de gaz de schiste des États-Unis. À l'heure actuelle, les estimations de l'offre potentielle de gaz de ces deux zones varient de 70 billions de pieds cubes à 150 billions de pieds cubes.

En novembre 2009 s'est terminée l'audience publique de l'ONÉ sur la demande de TCPL concernant la construction et l'exploitation du gazoduc Groundbirch, d'une longueur de 77 km (48 milles), et des installations connexes. TCPL a conclu avec des clients du gazoduc Groundbirch des ententes de transport garanti visant des livraisons qui devraient atteindre 1,1 Gpi³/j d'ici 2014. S'il est approuvé, le gazoduc Groundbirch prolongera le réseau de l'Alberta. Il acheminera du gaz naturel provenant principalement de la formation schisteuse de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à des installations existantes dans le nord-ouest de l'Alberta. Les travaux de construction du gazoduc commencent en juillet 2010 et seraient achevés en novembre 2010. La décision de l'ONÉ est attendue au premier trimestre de 2010. Le total du coût en capital du projet est évalué à 200 millions de dollars.

En mai 2009, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une description du projet pipelinier Horn River afin d'enclencher le processus d'examen réglementaire. Ce projet vise la construction d'un gazoduc de 72 km (45 milles), et des installations connexes, dont les installations au-dessus du sol, ainsi que l'acquisition du gazoduc Ekwan, d'une longueur de 83 km (52 milles), appartenant à EnCana Corporation. Le projet pipelinier Horn River relierait les nouveaux approvisionnements de gaz de schiste du bassin Horn River, au nord de Fort Nelson en Colombie-Britannique, au réseau de l'Alberta. À la suite des nouveaux volumes contractuels annoncés récemment par une installation de traitement de gaz qui sera située dans la région de Horn River, le volume total des engagements contractuels pris à l'égard de la zone s'est accru pour passer de 378 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») à 503 Mpi³/j d'ici 2014. Dans le cadre du projet pipelinier Horn River, TCPL a conclu, en novembre 2009, un accord visant l'achat du gazoduc Ekwan en septembre 2011. En février 2010, la société a déposé devant l'ONÉ une demande visant la construction et l'exploitation du projet de Horn River. Sous réserve de l'obtention des autorisations requises, le projet pipelinier Horn River devrait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2012. Le coût en capital du projet devrait totaliser quelque 310 millions de dollars.

Les projets pipeliniers Groundbirch et Horn River se veulent des prolongements du réseau de l'Alberta qui permettront de fournir aux producteurs de la Colombie-Britannique un service de transport de gaz naturel direct et intégré à partir de points de réception en Colombie-Britannique. Ces projets permettront d'augmenter le revenu net des producteurs et le débit sur le réseau de l'Alberta ainsi que d'accroître l'utilisation du carrefour commercial Nova Inventory Transfer auquel ont recours les acheteurs et les vendeurs de gaz naturel dans toute l'Amérique du Nord.

NOVA Gas Transmission Ltd (« NGTL ») et Canadian Utilities Limited (« ATCO Pipelines ») poursuivent leurs travaux en vue de l'obtention des approbations réglementaires requises pour fournir des services commerciaux et opérationnels intégrés aux expéditeurs du réseau de l'Alberta et du réseau d'ATCO Pipelines en Alberta. L'AUC et l'ONÉ devraient rendre leur décision définitive respective d'ici le milieu de 2010 et la mise en œuvre devrait avoir lieu dans les 12 mois suivant l'obtention des autorisations. L'intégration des services commerciaux et opérationnels sur le réseau de l'Alberta et le réseau d'ATCO Pipelines créera l'effet d'un seul réseau de transport de gaz naturel intégré en Alberta, ce qui permettra d'accroître l'efficacité des livraisons de gaz naturel aux clients.

Pendant l'exercice 2009, TCPL a négocié le règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta avec tous les intervenants clés. La conception tarifaire tient compte de la nature évolutive du réseau de l'Alberta et de l'intégration commerciale et opérationnelle du réseau d'ATCO Pipelines. Elle offre également un seul service vers tous les points de livraison grâce au regroupement des services actuels à l'intérieur de l'Alberta et des services d'exportation. Les services du réseau de l'Alberta devraient s'en trouver améliorés du fait qu'ils seront plus uniformes et plus souples pour les clients. Le 27 novembre 2009, la société a déposé auprès de l'ONÉ une demande unique concernant à la fois l'approbation du règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta et l'intégration commerciale et opérationnelle de celui-ci au réseau d'ATCO Pipelines en Alberta. La décision définitive de l'ONÉ est attendue vers le milieu de 2010 et la mise en œuvre devrait avoir lieu au cours des 12 mois suivant l'approbation.

TQM En mars 2009, TQM a reçu la décision de l'ONÉ au sujet de sa demande sur le coût du capital pour 2007 et 2008. La demande sollicitait l'approbation d'un taux de rendement de 11 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. L'ONÉ a établi à 6,4 % le coût moyen pondéré du capital après impôts pour chacune des deux années, ce qui se traduit par un rendement de 9,85 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2007 et un rendement de 9,75 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2008. Avant cette décision, TQM était assujettie à la formule de l'ONÉ fondée sur un rendement de respectivement 8,46 % et 8,71 % en 2007 et 2008, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 30 %. En juin 2009, l'ONÉ a

approuvé les droits définitifs pour 2007 et 2008 de TQM, qui tenaient compte d'un coût moyen pondéré du capital après impôts de 6,4 %.

Ventures LP À la suite d'une enquête, l'AUC a déterminé en mai 2009 que les taux de Ventures LP sont injustifiés et déraisonnables. L'AUC a sollicité une ordonnance du gouvernement de l'Alberta afin de lancer un processus d'établissement de nouveaux taux. En septembre 2009, la Cour d'appel de l'Alberta a autorisé Ventures LP à interjeter appel de la décision rendue par l'AUC. L'appel devrait être entendu en mars 2010.

ANR En 2009, ANR a obtenu l'approbation réglementaire visant le projet Wisconsin 2009, qui prévoit la construction d'un pipeline d'une capacité approximative de 97 Mpi³/j en vue de la livraison de volumes supplémentaires de gaz naturel aux marchés du Wisconsin. Un tronçon de pipeline a été mis en service en 2009 et le reste du projet devrait être terminé en 2010.

En 2009, des interconnexions entre le tronçon sud-est du réseau d'ANR et quatre nouveaux pipelines interétatiques ont été faites, pour une capacité combinée de 1,5 Gpi³/j, ce qui a élargi l'accès d'ANR aux sources d'approvisionnement en gaz naturel de la zone schisteuse du centre du continent et de la région américaine des Rocheuses, ainsi qu'à un terminal de regazéification du GNL situé dans la région de la côte du golfe du Mexique.

En septembre 2008, certains tronçons des installations d'ANR au large de la côte du golfe du Mexique ont été endommagés par l'ouragan Ike. La société évalue que le coût total des dommages qu'elle devra assumer s'établira autour de 30 millions de dollars US à 40 millions de dollars US et servira principalement à remplacer, réparer et abandonner des immobilisations, notamment à abandonner une plateforme en mer. Au 31 décembre 2009, les dépenses en immobilisations et les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration totalisaient respectivement 11 millions de dollars US (2 millions de dollars US en 2008) et 7 millions de dollars US (6 millions de dollars US en 2008). Le reste des coûts devrait être engagé tant en 2010 qu'en 2011, mais surtout cette dernière année. Le service a été rétabli dans les installations au large de la côte, et les volumes de débit correspondants sont près d'atteindre les niveaux antérieurs à l'ouragan.

Portland En avril 2008, Portland a déposé devant la FERC un dossier général proposant une majoration tarifaire d'environ 6 % ainsi que d'autres modifications aux tarifs. En mai 2009, Portland a conclu un règlement avec ses clients au sujet de certaines questions à court terme liées à son dossier tarifaire. Le règlement partiel a depuis été déposé auprès de la FERC pour approbation et une décision finale est attendue en 2010. Les autres questions ayant été soumises aux tribunaux compétents, Portland a reçu une décision initiale du juge administratif présidant le cas en décembre 2009. Les parties au dossier tarifaire ont la possibilité de réagir à cette décision. La FERC devrait faire connaître sa décision sur les questions du dossier tarifaire qui font litige au quatrième trimestre de 2010.

PipeLines LP/North Baja Le 1^{er} juillet 2009, TCPL a vendu le pipeline North Baja à PipeLines LP. Dans le cadre de l'opération, TCPL a convenu de modifier ses droits de distribution incitatifs auprès de PipeLines LP. La société a ainsi reçu des parts ordinaires supplémentaires en contrepartie de la réduction de ses droits de distribution incitatifs pour les ramener à un taux moindre qui augmentera avec les majorations des distributions de PipeLines LP. La contrepartie totale remise à TCPL par PipeLines LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait 200 millions de dollars US sous forme d'encaisse ainsi que 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. À la suite de l'opération, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 42,6 % et la société continue d'exploiter North Baja. L'émission de parts ordinaires de PipeLines LP en novembre 2009 a eu pour effet de ramener la participation de TCPL dans l'entreprise à 38,2 %.

Great Lakes En novembre 2009, la FERC a lancé une enquête afin de déterminer si les tarifs de Great Lakes sont justes et raisonnables. Great Lakes a par la suite déposé devant la FERC une analyse de ses coûts et produits le 4 février 2010. L'audience sur la question doit débiter le 2 août 2010 et une décision initiale doit être rendue en novembre 2010. Nul ne sait à l'heure actuelle si l'audience aura des répercussions sur les tarifs et les produits de Great Lakes.

Palomar En décembre 2008, Palomar Gas Transmission LLC a déposé devant la FERC une demande de certificat en vue de la construction d'un gazoduc de 349 km (217 milles) s'étendant du réseau GTN, dans le centre de l'Oregon, jusqu'au fleuve Columbia, au nord-ouest de Portland. Le pipeline proposé pourrait transporter jusqu'à 1,3 Gpi³/j de gaz

naturel. Le projet est une entreprise à parts égales de GTN et de Northwest Natural Gas Co. Des discussions sont en cours entre Palomar et des expéditeurs éventuels, en vue de l'obtention d'engagements de transport à l'appui du projet.

Guadalajara En mai 2009, TCPL a signé un contrat portant sur la construction, la possession et l'exploitation d'un pipeline de 320 millions de dollars US au Mexique. Le projet est soutenu par un contrat de 25 ans conclu avec la Comisión Federal de Electricidad, société d'électricité d'État du Mexique, à l'égard de la capacité totale du pipeline. Le projet pipeline Guadalajara consiste en un gazoduc suivant un tracé d'environ 305 km (190 milles), de Manzanillo à Guadalajara. Les approbations réglementaires ayant été obtenues en décembre 2009, les travaux de construction ont été amorcés et l'entrée en service est prévue au premier trimestre de 2011.

Projets pipeline dans la région américaine des Rocheuses Le projet Bison prévoit la construction d'un gazoduc de 487 km (303 milles) depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. En décembre 2009, la FERC a émis l'énoncé des incidences environnementales définitif et le projet se trouve maintenant aux dernières étapes du processus d'approbation réglementaire. La société s'attend à entreprendre les travaux de construction en mai 2010. Le pipeline, dont la mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2010, bénéficie d'engagements de transport à l'égard d'environ 407 Mpi³/j. Le coût en capital du projet est évalué à 600 millions de dollars US.

TCPL avait amorcé des travaux en vue des projets pipeline Pathfinder et Sunstone, qui devaient acheminer du gaz naturel de la région américaine des Rocheuses jusqu'à divers marchés des États-Unis. Étant donné la conjoncture, la société a décidé de regrouper ses plans d'aménagement dans cette région et de s'intéresser activement à de nouvelles occasions de mise en valeur par l'entremise du pipeline Bison comme base de croissance à moyen terme.

Projet de gazoduc de l'Alaska En novembre 2007, TCPL a déposé auprès de l'État de l'Alaska une demande sollicitant un permis de construction pour le projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de l'*Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA »). En janvier 2008, l'État de l'Alaska a déterminé que la demande de TCPL était la seule proposition qui satisfaisait à toutes ses exigences et, en décembre 2008, TCPL a obtenu le permis demandé en vertu de l'AGIA. Aux termes de cette loi, l'État de l'Alaska convient de rembourser à TCPL une partie des coûts préalables à la construction admissibles, jusqu'à concurrence de 500 millions de dollars US, au fur et à mesure qu'ils sont engagés et approuvés par cet État.

En juin 2009, TCPL et ExxonMobil ont conclu une entente pour faire progresser le projet. Une équipe mixte s'affaire à mettre au point les activités d'ingénierie, de protection de l'environnement, de relations avec les Autochtones et de commercialisation.

Le projet de gazoduc de l'Alaska prévoit la construction d'un gazoduc d'une longueur approximative de 2 737 km (1 700 milles) et d'une capacité de 4,5 Gpi³/j qui s'étendra depuis une nouvelle usine de traitement du gaz à Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta. Le gazoduc permettra d'acheminer du gaz naturel vers divers marchés du continent nord-américain. Selon les estimations, le coût en capital du projet devrait se situer entre 32 milliards de dollars US et 41 milliards de dollars US. La demande déposée par la société concernant la construction du gazoduc visait également des possibilités d'accroissement de la capacité d'un maximum de 5,9 Gpi³/j grâce à l'ajout de postes de compression en Alaska et au Canada. Les coûts en capital estimatifs actuels pour le projet sont supérieurs aux prévisions communiquées antérieurement. Les prévisions les plus récentes sont fondées sur l'augmentation des coûts liés aux projets gaziers et pétroliers de 2007 à 2009 et le coût nettement supérieur de l'usine de traitement du gaz à Prudhoe Bay par rapport aux estimations. TCPL a aussi proposé un autre gazoduc entre Prudhoe Bay et Valdez, en Alaska, à un coût en capital estimatif de 20 milliards de dollars US à 26 milliards de dollars US, afin d'approvisionner les marchés du GNL.

Le 29 janvier 2010, une demande a été déposée auprès de la FERC pour solliciter l'autorisation de tenir un appel de soumissions relativement au projet. Si l'approbation est obtenue, un appel de soumissions sera adressé aux expéditeurs éventuels à la fin d'avril 2010 et les intéressés auront jusqu'en juillet 2010 pour l'évaluer. Les deux options pour le projet seront présentées aux expéditeurs et elles comportent toutes les deux une mise en service prévue pour 2020. TCPL continue de collaborer avec les expéditeurs potentiels en prévision de l'appel de soumissions initial.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie Le GVM est un gazoduc proposé de 1 200 km (746 milles) à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta, où il sera raccordé au réseau de l'Alberta.

La participation de TCPL dans le cadre du GVM découle d'une entente signée en 2003 entre l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») de la vallée du Mackenzie et le GVM au titre de laquelle TCPL a convenu de financer la part d'un tiers des coûts d'élaboration préliminaire liés au projet et revenant à l'APG. Cumulativement, ces coûts sont actuellement évalués à entre 150 millions de dollars et 200 millions de dollars. Selon les modalités de certains accords relatifs au GVM, TCPL a la possibilité d'acquiescer une participation dans le GVM, à concurrence de 5 %, dès le moment où la mise en chantier est décidée. Par ailleurs, TCPL obtient des droits de premier refus pour l'acquisition de 50 % de tout désinvestissement de partenaires actuels et le droit d'obtenir une participation égale à un tiers dans tous les projets d'expansion lorsque l'APG aura lui-même atteint une participation égale à un tiers, les autres propriétaires du pipeline et l'APG se partageant le reste.

Au 31 décembre 2009, TCPL avait versé à l'APG des avances cumulatives de 143 millions de dollars (140 millions de dollars en 2008), montant qui est compris dans les actifs incorporels et autres. Ces avances constituent un prêt à l'APG qui ne devient remboursable qu'une fois le pipeline en exploitation commerciale. Il est prévu que le montant total du prêt soit intégré à la base tarifaire du pipeline et qu'il soit remboursé à partir de la quote-part des revenus pipeliniers futurs revenant à l'APG ou par un autre moyen de financement. Si le projet ne va pas de l'avant, TCPL ne dispose d'aucun recours contre l'APG en vue du recouvrement des montants avancés.

TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Le processus de réglementation a franchi un jalon marquant à la fin de décembre 2009, avec la publication du rapport du comité d'examen conjoint sur les facteurs environnementaux et socio-économiques liés au projet. Le rapport a été soumis à l'ONÉ dans le cadre du processus d'examen requis pour l'approbation de projets. L'examen de l'ONÉ devrait se conclure en avril 2010, une fois les plaidoiries finales prononcées. La décision de l'ONÉ est attendue d'ici le quatrième trimestre de 2010. Le calendrier de réalisation du projet demeure toutefois incertain. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour le projet. Pour TCPL, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

PIPELINES – RISQUES D'ENTREPRISE

Gaz naturel – Approvisionnement, marchés et concurrence Les réseaux de gazoducs de TCPL doivent faire face à la concurrence pour ce qui est des points d'approvisionnement et des débouchés. Cette concurrence est suscitée par les autres gazoducs ayant accès aux réserves du BSOC, qui montre de plus en plus de signes de maturité, et aux marchés desservis par la société, ainsi que par les approvisionnements gaziers tirés de bassins qui ne sont pas directement desservis par TCPL. L'augmentation de l'approvisionnement et l'expansion de l'infrastructure pipelinère ont aussi contribué à exacerber la concurrence en Amérique du Nord. L'approvisionnement aux États-Unis a progressé, principalement sous l'impulsion de la production de gaz de schiste, alors que la production tirée du BSOC a reculé. Le gaz de schiste moins coûteux aux États-Unis a entraîné une intensification de la concurrence entre les bassins d'approvisionnement, des changements quant aux débits habituels et un accroissement des choix pour les consommateurs. Ce changement a contribué à une réduction marquée de la capacité garantie sous contrat à long terme et à une préférence pour les contrats de transport garanti et interruptible à court terme.

Bien que TCPL s'efforce de diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz naturel en acquiesçant de nouveaux gazoducs, le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement d'un grand nombre de ses gazoducs et de son infrastructure de transport en Amérique du Nord. Les réserves gazières établies du BSOC sont évaluées à quelque 61 billions de pieds cubes. Au rythme de production actuel, le ratio de ces réserves par rapport à la production est d'environ 11 ans. Cependant, compte tenu d'une diminution constante de l'intensité des travaux de forage dans le BSOC, les approvisionnements ont régressé au cours des dernières années. Cette diminution des activités de forage est

le résultat du recul des prix, de la hausse des coûts d'approvisionnement, notamment de l'augmentation des redevances en Alberta, et de la concurrence pour des capitaux livrée par des bassins gaziers nord-américains dont les coûts d'exploration sont inférieurs. Selon les prévisions, les activités de forage dans le BSOC devraient amorcer une reprise à l'avenir pourvu que les prix du gaz se stabilisent et que les coûts de découverte et de mise en valeur soient plus économiques. TCPL prévoit qu'il existera, dans un avenir prévisible, une capacité pipelinière excédentaire pour le gaz naturel en provenance du BSOC compte tenu de l'accroissement, au cours des dix dernières années, de la capacité de livraison de ses gazoducs et de la concurrence suscitée par d'autres pipelines, ainsi que de la hausse marquée de la demande de gaz naturel en Alberta en raison des besoins manifestés par l'exploitation des sables bitumineux et la production d'électricité.

Le réseau de l'Alberta de TCPL est le plus important réseau de collecte et de transport de gaz naturel dans le BSOC. Il raccorde la plupart des usines à gaz de l'Alberta aux marchés intérieurs et aux débouchés extérieurs. Malgré la diminution de l'intensité des forages en général, certaines régions du BSOC continuent d'être très actives à ce chapitre, une situation à l'origine d'un besoin pour de nouvelles infrastructures de transport. L'intensité des activités de forage dans le nord-ouest de l'Alberta, près de Grande Prairie, et dans le nord-est de la Colombie-Britannique, près de Dawson Creek, s'est accrue avec le nombre croissant de projets pour extraire des bassins profonds les réserves de couches multiples et pour accéder aux zones schisteuses non classiques au moyen de puits forés horizontalement. Récemment, la production de gaz de schiste en Colombie-Britannique suscite de l'intérêt, car elle pourrait constituer une importante source d'approvisionnement en gaz naturel. Selon les prévisions actuelles de TCPL, la production totale provenant des zones schisteuses de Montney et de Horn River atteindra 3,5 Gpi³/j d'ici 2020. TCPL va présentement de l'avant avec deux importants projets de prolongement du réseau de l'Alberta grâce auxquels le gaz naturel non classique produit à partir des zones de Montney et de Horn River pourrait être transporté jusqu'aux marchés desservis par les réseaux de gazoducs de TCPL.

Dans l'Est du Canada et le nord-est des États-Unis, la demande de gaz naturel a baissé en 2009, principalement du fait d'une diminution de la demande industrielle découlant de la récession mondiale. Avec le temps cependant, la demande de gaz naturel sur les principaux marchés desservis par le réseau principal au Canada de TCPL dans l'Est devrait poursuivre sa progression, plus particulièrement afin de répondre aux besoins découlant de la croissance prévue des centrales alimentées au gaz naturel. Bien qu'il soit possible d'augmenter la part détenue sur le marché intérieur au Canada et sur le marché d'exportation aux États-Unis, TCPL fait face à des concurrents de taille dans ces marchés. Les consommateurs du Nord-Est des États-Unis ont la plupart du temps accès à une panoplie de pipelines et de sources d'approvisionnement. Les marchés de l'Est, qui étaient par le passé alimentés exclusivement par les réseaux de TCPL, peuvent désormais être desservis par de nouveaux pipelines régionaux qui ont accès à des sources d'approvisionnement au Canada Atlantique et aux États-Unis. Pour le réseau principal au Canada, force est de constater, ces dernières années, des réductions dans les volumes en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan, lesquelles ont été partiellement neutralisées par des augmentations des volumes transportés depuis des points à l'est de la Saskatchewan. Ces réductions de volumes nets ont tout de même donné lieu à une hausse de la tarification du réseau principal au Canada qui a eu une incidence défavorable sur sa position concurrentielle.

Les sources d'approvisionnement en gaz naturel d'ANR, qui sont directement raccordées à un réseau, sont principalement le golfe du Mexique et les régions américaines du centre du continent, où sont également présents des pipelines concurrents. La concurrence est très forte dans la région du golfe du Mexique compte tenu de la présence d'un réseau étendu de gazoducs. ANR est l'un des nombreux pipelines intraétatiques et interétatiques qui se font concurrence pour le gaz qui y est ou qui y sera produit, ainsi que pour de nouvelles sources d'approvisionnement par la voie de gazoducs dont le point de départ est situé dans les zones de gaz de schiste du centre du continent et dans la région américaine des Rocheuses, ainsi que de terminaux de regazéification du GNL situé dans la région de la côte du golfe du Mexique. Sur ses principaux marchés, situés dans le Midwest américain, ANR doit affronter la concurrence d'autres gazoducs et installations de stockage. En plus de la concurrence d'autres pipelines pour les marchés et les sources d'approvisionnement, la conjoncture difficile fait baisser la demande de gaz naturel, ce qui pourrait compromettre la capacité future d'ANR de renouveler les contrats. Avec le ralentissement des activités de forage découlant de la baisse des prix du gaz naturel, la croissance de l'approvisionnement qui soutenait l'expansion de l'infrastructure pipelinière dans le centre du continent pourrait s'affaiblir, mais à court terme, elle devrait se révéler

supérieure à la demande. Ces éléments pourraient avoir une incidence négative sur la valeur de la capacité pipelinère à mesure que la capacité de transport s'accroît.

Les services de stockage de gaz naturel offerts par ANR font pour la plupart l'objet de contrats à court terme sur trois à cinq ans. Les contrats de stockage sont renouvelés selon la conjoncture en cours, ce qui peut se révéler défavorable et se traduire par des tarifs et des termes réduits.

GTN doit rivaliser avec d'autres pipelines pour l'accès aux sources d'approvisionnement en gaz naturel et aux marchés. La capacité de transport de gaz naturel de GTN permet aux clients d'avoir accès à des sources d'approvisionnement se situant principalement dans le BSOC et de desservir des marchés des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, en Californie et au Nevada, où il existe des sources concurrentes d'approvisionnement à partir d'autres gisements. Dans les États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, le gaz naturel véhiculé par GTN rivalise avec celui produit dans la région américaine des Rocheuses ainsi qu'avec différentes sources d'approvisionnement dans l'Ouest canadien, dont le gaz est transporté par d'autres pipelines. Par le passé, le prix du gaz naturel provenant du BSOC était concurrentiel avec celui d'autres sources d'approvisionnement desservant ces marchés. Récemment, les faibles prix du gaz naturel ont contribué à la baisse des forages et de la production dans le BSOC, ce qui s'est traduit par une intensification de la concurrence pour des sources d'approvisionnements qui pourrait avoir des répercussions défavorables sur la valeur des services de transport de GTN. Pacific Gas and Electric Company, le plus gros client du réseau GTN, a obtenu de la California Public Utilities Commission l'autorisation de contracter des engagements de transport à l'égard d'une capacité donnée d'un projet concurrent proposé depuis le bassin de la région américaine des Rocheuses jusqu'à la frontière avec la Californie.

Pétrole brut – Approvisionnement, marchés et concurrence L'Alberta est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut de Keystone et qui produit environ 79 % du pétrole du BSOC. En 2009, la production du BSOC a atteint, selon les estimations, 2,5 millions de b/j, dont 1,1 million de b/j de pétrole brut classique et condensats et 1,4 million de b/j de pétrole brut tiré de la région des sables bitumineux de l'Alberta. La baisse de la production de pétrole brut classique est atténuée par un accroissement de la production tirée des sables bitumineux de l'Alberta. Dans son rapport paru en juin 2009, l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta estime à 170 milliards de barils les réserves établies restantes dans les sables bitumineux de l'Alberta.

Selon la prévision faite en juin 2009 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, les approvisionnements en pétrole brut du BSOC passeraient de 2,4 millions de b/j en 2008 à 3,3 millions de b/j en 2015 et à 3,9 millions de b/j en 2020. Au premier trimestre de 2010, des producteurs de pétrole ont annoncé leurs prévisions de nouveaux projets de sables bitumineux totalisant près de 8 milliards de dollars, ce qui indique une croissance future de la production des sables bitumineux de l'Alberta.

Keystone dispose de contrats à l'égard d'une grande partie de sa capacité. Avec l'accroissement des approvisionnements provenant du BSOC cependant, Keystone devra faire concurrence à d'autres oléoducs de l'Alberta en ce qui concerne les livraisons au comptant et les nouveaux contrats à long terme.

Les raffineries du Midwest américain et de la région de la côte américaine du golfe du Mexique représentent des débouchés pour le pétrole brut de Keystone. Keystone devra faire concurrence à des oléoducs qui livrent du pétrole brut du BSOC à ces marchés par l'intermédiaire d'interconnexions avec d'autres pipelines. Tant sur les marchés du Midwest que sur celui de la côte du golfe du Mexique, Keystone devra faire concurrence au pétrole brut américain et au pétrole brut importé.

Risque financier lié à la réglementation Les décisions des organismes de réglementation continuent d'influer considérablement sur le rendement financier des investissements actuels dans les pipelines de TCPL au Canada et ils devraient avoir une incidence semblable sur le rendement financier d'investissements futurs. Par la voie de demandes d'approbation de taux et de règlements négociés, TCPL a été en mesure d'accroître le rendement financier des structures en capital de ses pipelines au Canada.

Les règlements et les décisions des organismes de réglementation des États-Unis, plus particulièrement de la FERC, de l'agence pour la protection de l'environnement et du département des Transports, peuvent avoir une influence

considérable sur le rendement financier des investissements actuels dans les pipelines de TCPL en sol américain. TCPL se tient constamment au courant des règlements, en vigueur et proposés, afin de déterminer leur effet possible sur ces investissements.

Risque lié aux livraisons Avec l'échéance de contrats de transport, les pipelines de TCPL aux États-Unis devraient être davantage exposés au risque lié à la diminution des livraisons et aux fluctuations de leurs produits. Le risque lié aux livraisons découle de la concurrence pour les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, des pipelines appartenant à autrui et du prix des combustibles de remplacement.

Risque d'exécution et risque lié aux dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations afférentes à la construction de Keystone sont soumis à un barème de partage avec les clients de TCPL des coûts en capital en fonction des risques et des avantages. Ce barème permet à Keystone d'ajuster les droits en fonction d'un facteur fondé sur le pourcentage de variation des coûts en capital du projet. Les droits s'appliquant au tronçon de Keystone jusqu'à Wood River, Patoka et Cushing seront ajustés par l'application d'un facteur égal à 50 % de la variation des coûts en capital. Les droits sur le prolongement jusqu'à la côte du golfe du Mexique seront ajustés par l'application d'un facteur égal à 75 % de la variation des coûts en capital.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur d'autres risques et sur la gestion de ces risques dans l'entreprise de pipelines.

PIPELINES – PERSPECTIVES

Bien que la demande de gaz naturel et de pétrole brut ait régressé et que les prévisions laissent entrevoir qu'elle demeurera relativement faible en Amérique du Nord en 2010 en raison de la conjoncture économique actuelle, TCPL s'attend à ce qu'elle augmente à long terme. L'entreprise de pipelines continuera de se concentrer sur la livraison de gaz naturel et de pétrole brut aux marchés en pleine croissance, sur le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement et sur la poursuite de l'aménagement de nouvelles infrastructures d'interconnexion pour le gaz naturel des régions nordiques ainsi que de sources non classiques telles que le gaz de schiste, le méthane de houille et le GNL.

La diminution des livraisons et le recours accru à des contrats de transport sur de plus courtes distances sont les principaux facteurs ayant donné lieu à une augmentation de quelque 40 % de la tarification du réseau principal au Canada entre 2009 et 2010, comparativement à 2009. Cet état de choses, qui s'ajoute à la concurrence découlant de la mise en valeur et de la croissance continues d'autres sources d'approvisionnement en gaz naturel et de l'expansion de l'infrastructure dans les zones d'intérêt de gaz de schiste des États-Unis, accroît les pressions concurrentielles sur le réseau principal au Canada. En réponse, TCPL a amorcé un processus d'examen de la conception tarifaire, du modèle commercial et des services du réseau principal au Canada afin de concevoir des solutions qui contribueraient à accroître les livraisons et les produits tout en réduisant les coûts et les tarifs. TCPL s'efforce également de raccorder de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz des États-Unis à l'infrastructure en place du réseau principal au Canada, afin de conserver ses marchés actuels et sa position concurrentielle.

Pour la plupart, les plans d'expansion de TCPL dans le domaine du transport du gaz naturel produit au Canada sont concentrés autour du réseau de l'Alberta. TCPL travaille activement à l'expansion de ce réseau en vue de desservir les zones schisteuses en plein essor dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les secteurs de l'ouest et du centre des contreforts de l'Alberta comptent au nombre des nouvelles possibilités de croissance pour le réseau de l'Alberta.

Aux États-Unis, TCPL prévoit que la production non classique continuera de prendre de l'ampleur à partir des gisements de gaz de schiste dans l'est du Texas et le nord-ouest de la Louisiane, en Arkansas, dans le sud-ouest de l'Oklahoma et dans la région des Appalaches. Les approvisionnements à partir de méthane de houille et des gisements étanches de sables à gaz dans la région américaine des Rocheuses devraient également s'accroître. À moyen et long terme par ailleurs, des volumes supplémentaires devraient être tirés des importations de GNL aux États-Unis, particulièrement pendant les mois d'été. La croissance qui découlera de cet approvisionnement supplémentaire devrait offrir de nouvelles

possibilités commerciales à TCPL. En particulier, pour le tronçon sud-ouest de son réseau, ANR devrait, dans un avenir prévisible, continuer de fonctionner à pleine capacité, alors que de nouvelles voies de transport sont aménagées pour la production supplémentaire tirée de la région américaine des Rocheuses ainsi que la production de gaz de schiste à destination des marchés du Midwest américain et de l'est des États-Unis, y compris les interconnexions avec son réseau. Quant au tronçon sud-est du réseau d'ANR, il est bien situé et a la capacité de transporter des volumes supplémentaires de la production de gaz non classique et de gaz naturel tirée de la région américaine des Rocheuses ainsi que du GNL.

Les producteurs continuent de mettre en valeur de nouveaux approvisionnements de pétrole brut dans l'Ouest canadien. Plusieurs projets de mise en valeur de sables bitumineux de l'Alberta récemment construits ou en cours de construction entreront en production en 2010 et en 2011 ou contribueront à la production de pétrole brut. Selon les prévisions, la production des sables bitumineux atteindra 2,2 millions de b/j en 2015 par rapport au volume de 1,2 million de b/j enregistré en 2008, et le total des approvisionnements de pétrole brut de l'Ouest canadien passera de 2,4 millions de b/j à 3,3 millions de b/j. Ce sont les approvisionnements en pétrole brut lourd qui bénéficieront surtout de cette croissance de la production. Le principal marché pour cette nouvelle production de pétrole brut se situe aux États-Unis, du Midwest à la région du golfe du Mexique, secteur où se trouvent un grand nombre de raffineries aptes à traiter les mélanges canadiens de pétrole brut léger et lourd. Selon les prévisions, la production supplémentaire de brut de l'Ouest canadien remplacera les importations à la baisse de pétrole brut que les États-Unis font venir d'autres pays.

Cette hausse des exportations de pétrole brut du BSOC en Alberta nécessite d'avoir accès à de nouveaux marchés, dont celui de la côte du golfe du Mexique. TCPL continuera de s'intéresser activement aux nouvelles occasions de transporter le pétrole brut de l'Alberta vers les marchés américains.

TCPL continuera de se concentrer sur l'excellence opérationnelle et la collaboration avec toutes les parties prenantes en vue de négocier des règlements et de proposer divers services qui rehausseront la valeur de son entreprise.

Résultat La société prévoit une croissance soutenue de son réseau de l'Alberta. TCPL prévoit par ailleurs des investissements modestes dans ses autres gazoducs au Canada, bien qu'elle s'attende, en raison de l'amortissement annuel, à une régression nette continue de la base tarifaire moyenne de ces gazoducs. Toute baisse nette de la base tarifaire moyenne réduit le résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations des cours du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements dans les niveaux visés par contrat n'influent pas sur le résultat des pipelines au Canada. Il est par ailleurs attendu que les coûts relatifs à la réalisation de nouveaux projets pipeliniers, notamment ceux touchant le projet de gazoduc de l'Alaska, auront une incidence sur le BAIIA du secteur des pipelines.

Les volumes moindres sous forme de contrats de transport garanti en raison du non-respect d'obligations de la part de clients, la réduction des approvisionnements du BSOC destinés à l'exportation et l'arrivée à échéance de contrats à long terme sont autant de facteurs qui pourraient avoir des conséquences négatives sur le résultat à court terme des gazoducs de TCPL en sol américain, à moins que de nouveaux contrats ne soient conclus pour la capacité devenue disponible. La conclusion de tels contrats dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, comme la présence de gazoducs concurrents et d'autres sources possibles d'approvisionnement en gaz naturel pour les marchés desservis par les pipelines de TCPL aux États-Unis. Le BAIIA des établissements étrangers de l'entreprise de pipelines subit aussi le contrecoup des variations des taux de change.

En 2010, Keystone devrait commencer à dégager un BAIIA qui devrait s'accroître à court terme jusqu'à ce que toutes les phases du projet soient entièrement fonctionnelles, en 2013. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Pipelines – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les prévisions de BAIIA de Keystone.

Dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations affectées à tous les pipelines en 2009 ont totalisé 3,9 milliards de dollars. En 2010, les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive, dont Keystone, devraient atteindre quelque 4,7 milliards de dollars.

VOLUMES DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL*(en Gpi³)*

	2009	2008	2007
Réseau principal au Canada ⁽¹⁾	2 030	2 173	2 315
Réseau de l'Alberta ⁽²⁾	3 538	3 800	4 020
ANR ⁽³⁾	1 575	1 619	1 189
Foothills	1 205	1 292	1 441
Réseau de GTN	797	783	827
Great Lakes	727	784	829
Northern Border	614	731	800
Iroquois	355	376	394
TQM	164	170	207
Ventures LP	145	165	178
North Baja	96	104	90
Gas Pacifico	62	73	71
Tamazunchale	54	53	29
Portland	37	50	58
Tuscarora	35	30	28
TransGas	28	26	24

⁽¹⁾ Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Les volumes de livraison des derniers exercices tiennent compte des livraisons contractuelles. Cependant, les habitudes contractuelles des clients ont évolué au cours des dernières années de sorte que les livraisons effectuées permettent de mieux mesurer l'utilisation du système. En 2009, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan se sont établies à 1 579 Gpi³ (1 898 Gpi³ en 2008; 2 090 Gpi³ en 2007).

⁽²⁾ Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 550 Gpi³ en 2009 (3 843 Gpi³ en 2008; 4 047 Gpi³ en 2007).

⁽³⁾ Les résultats d'ANR comprennent les volumes de livraison depuis son acquisition le 22 février 2007.



Sauf indication contraire, les actifs de l'entreprise d'énergie suivants sont détenus à 100 % par TCPL.

BEAR CREEK Bear Creek est une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta.

MACKAY RIVER MacKay River est une centrale de cogénération de 165 MW alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta.

REDWATER Redwater est une centrale de cogénération de 40 MW alimentée au gaz naturel située près de Redwater, en Alberta.

SUNDANCE A ET B TCPL détient les droits pour 100 % de la capacité de production de 560 MW de la centrale électrique alimentée au charbon Sundance A au titre d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») devant échoir en 2017. Elle détient aussi les droits pour 50 % de la capacité de production de 706 MW de la centrale Sundance B au titre d'une CAE devant échoir en 2020. Les centrales Sundance sont situées dans le centre-sud de l'Alberta.

SHEERNESS TCPL détient les droits pour une capacité de production de 756 MW au titre de la CAE de la centrale alimentée au charbon de Sheerness, qui échoit en 2020. La centrale de Sheerness est située dans le sud-est de l'Alberta.

CARSELAND Carseland est une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel située près de Carseland, en Alberta.

CANCARB D'une puissance de 27 MW, la centrale de Cancarb se trouve à Medicine Hat, en Alberta. Elle est alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant de l'installation attenante de noir de carbone thermique (un sous-produit du gaz naturel), qui appartiennent à TCPL.

BRUCE POWER Bruce Power est une centrale nucléaire située au nord-ouest de Toronto, en Ontario. TCPL détient une participation de 48,8 % dans Bruce A, qui compte quatre réacteurs de 750 MW. Deux de ces réacteurs sont en exploitation et deux sont actuellement remis en état. TCPL détient une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui compte également quatre réacteurs et présente une capacité combinée d'environ 3 200 MW.

HALTON HILLS Halton Hills est une centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel située près de Halton Hills, en Ontario.

PORTLANDS ENERGY Portlands Energy est une centrale de 550 MW à cycle combiné et alimentée au gaz naturel qui est située à Toronto, en Ontario. Elle est détenue à 50 % par TCPL.

OAKVILLE Oakville est une centrale proposée de 900 MW, à cycle combiné et alimentée au gaz naturel, qui est en cours d'aménagement à Oakville, en Ontario.

BÉCANCOUR Bécancour est une centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec.

CARTIER ÉNERGIE ÉOLIENNE Cartier énergie éolienne regroupe cinq projets éoliens d'une capacité de 590 MW au Québec. Cartier énergie éolienne est une société détenue à 62 % par TCPL. Les trois premiers projets, Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton, sont en exploitation et présentent une capacité de production totale de 320 MW. Les travaux de construction des deux derniers projets ont débuté. Leur capacité de production totale s'élève à 270 MW.

GRANDVIEW Grandview est une centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel située près de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick.

PROJET ÉOLIEN KIBBY Le projet éolien Kibby de 132 MW est situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, dans le Maine. La première phase du projet a été mise en service. Elle présente une capacité de production de 66 MW. En cours de construction, la deuxième phase du projet aura également une capacité de production de 66 MW.

TC HYDRO Les installations TC Hydro sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield, qui regroupent 13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes, et dont la capacité de production totale est de 583 MW, sont situées au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts.

OSP OSP est une centrale de 560 MW à cycle combiné et alimentée au gaz naturel qui est située à Burrillville, dans le Rhode Island.

RAVENSWOOD Ravenswood est une centrale électrique à turbines multiples de 2 480 MW, regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion, située à Queens, dans l'État de New York.

COOLIDGE La centrale électrique de pointe à cycle simple de 575 MW et alimentée au gaz naturel de Coolidge est en cours de construction à Coolidge, en Arizona.

EDSON Les installations souterraines de stockage de gaz naturel Edson, situées près de la ville éponyme, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. Le système de traitement central d'Edson a une capacité maximale d'injection et de retrait de gaz naturel de 725 Mpi³/j. Edson a une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de quelque 50 Gpi³.

CROSSALTA Les installations souterraines de stockage de gaz naturel de CrossAlta, situées près de Crossfield, en Alberta, ont une capacité de stockage de 68 Gpi³. Le système de traitement central de CrossAlta a une capacité maximale d'injection et de retrait de gaz naturel de 550 Mpi³/j. TCPL détient une participation de 60 % dans CrossAlta.

ÉNERGIE – POINTS SAILLANTS

Le BAIIA comparable de l'entreprise d'énergie s'est établi 1,1 milliard de dollars en 2009, soit à 0,1 milliard de dollars de moins que les 1,2 milliard de dollars inscrits en 2008.

- En 2009, la société a investi 1,5 milliard de dollars dans les projets d'investissement de cette entreprise, notamment :
 - la centrale de Portlands Energy de 550 MW, qui est entrée en service en avril 2009, en deçà du budget;
 - la première phase du projet éolien Kibby, qui a été mise en service en octobre 2009, en avance de six semaines sur le calendrier et en deçà du budget.
- En juillet 2009, Bruce Power et l'OEO ont modifié certaines des modalités de l'accord de remise à neuf de Bruce Power. Les modifications sont conformes à l'intention du contrat initial signé en 2005 et tiennent compte des importants changements survenus sur le marché de l'électricité en Ontario.
- Le projet de remise à neuf et de redémarrage des réacteurs 1 et 2 de Bruce A se poursuit de telle sorte que la remise en service du réacteur 2 devrait avoir lieu vers le milieu de 2011 et celle du réacteur 1 quelque quatre mois plus tard. La part revenant à TCPL des dépenses en immobilisations requises pour mener à bien le projet devrait se situer à environ 2 milliards de dollars.
- Au 31 décembre 2009, des centrales d'une capacité approximative de 3 100 MW étaient en construction ou en cours d'aménagement, à un coût en capital prévu d'environ 7 milliards de dollars.

CENTRALES – CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE ET TYPE DE COMBUSTIBLE	MW	Type de combustible
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest		
Sheerness	756	Charbon
Coolidge ⁽¹⁾	575	Gaz naturel
Sundance A	560	Charbon
Sundance B ⁽²⁾	353	Charbon
MacKay River	165	Gaz naturel
Carseland	80	Gaz naturel
Bear Creek	80	Gaz naturel
Redwater	40	Gaz naturel
Cancarb	27	Gaz naturel
	2 636	
Installations énergétiques de l'Est		
Oakville ⁽¹⁾	900	Gaz naturel
Halton Hills ⁽¹⁾	683	Gaz naturel
Bécancour	550	Gaz naturel
Cartier énergie éolienne ⁽¹⁾⁽³⁾	365	Éolien
Portlands Energy ⁽⁴⁾	275	Gaz naturel
Grandview	90	Gaz naturel
	2 863	
Bruce ⁽⁵⁾	2 480	Nucléaire
	7 979	
Installations énergétiques aux États-Unis		
Ravenswood	2 480	Gaz naturel/mazout
TC Hydro	583	Hydraulique
OSP	560	Gaz naturel
Projet éolien Kibby ⁽¹⁾	132	Éolien
	3 755	
Total de la capacité de production nominale⁽¹⁾	11 734	

⁽¹⁾ Les centrales de Coolidge et de Halton Hills, deux parcs du projet de Cartier énergie éolienne (168 MW) et la phase 2 du projet éolien Kibby (66 MW) sont en cours de construction. La centrale d'Oakville est en cours d'aménagement.

(2) Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de la production de Sundance B.

(3) Représente la quote-part de TCPL, soit 62 % de ce projet de 590 MW au total.

(4) Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de cette centrale de 550 MW.

(5) Représente la quote-part de TCPL de 48,8 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE D'ÉNERGIE

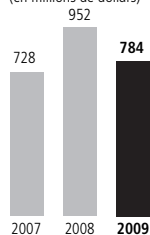
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest	279	510	385
Installations énergétiques de l'Est	220	147	120
Bruce Power	352	275	240
Frais généraux, frais d'administration et de soutien	(39)	(39)	(35)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽¹⁾	812	893	710
Installations énergétiques aux États-Unis			
Installations énergétiques du Nord-Est	237	272	184
Frais généraux, frais d'administration et de soutien	(45)	(41)	(32)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾	192	231	152
Stockage de gaz naturel			
Installations de stockage en Alberta	173	152	151
Frais généraux, frais d'administration et de soutien	(9)	(14)	(14)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽¹⁾	164	138	137
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(37)	(52)	(55)
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾	1 131	1 210	944
Amortissement	(347)	(258)	(216)
BAll comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾	784	952	728
Postes particuliers :			
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	1	–	10
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	–	(41)	–
Gain à la vente de terrains	–	–	16
BAll du secteur de l'énergie⁽¹⁾	785	911	754

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

BAII comparable de l'entreprise d'énergie

(en millions de dollars)



Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 784 millions de dollars en 2009, comparativement à 952 millions de dollars en 2008. Il ne tient pas compte de gains non réalisés nets de 1 million de dollars en 2009 (néant en 2008) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAII comparable en 2008 excluait la radiation de coûts de 41 millions de dollars qui avaient été capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater.

Par ailleurs, le BAII comparable de 2008, qui s'est établi à 952 millions de dollars, affichait une hausse de 224 millions de dollars par rapport au BAII de 728 millions de dollars inscrit en 2007. En 2007, le BAII comparable ne tenait pas compte d'un gain de 16 millions de dollars à la vente de terrains et des gains non réalisés nets de 10 millions de dollars provenant de changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

ÉNERGIE – ANALYSE FINANCIÈRE

Installations énergétiques de l'Ouest Au 31 décembre 2009, les installations énergétiques de l'Ouest détenaient ou possédaient des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 600 MW en Alberta et dans l'ouest des États-Unis, par le truchement de trois CAE à long terme, de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et d'une centrale électrique de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en cours de construction en Arizona. À l'heure actuelle, le portefeuille d'actifs de production d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest en Alberta comprend, par la voie de trois CAE à long terme, quelque 1 700 MW de production au charbon, à faible coût et servant à répondre aux besoins à l'égard de la charge de base, ainsi qu'environ 400 MW d'actifs de cogénération alimentés au gaz naturel. Ce portefeuille renferme certains des actifs les plus concurrentiels sur le marché de l'Alberta et dont les coûts sont parmi les plus faibles. La CAE de Sheerness et de Sundance B doit expirer en 2020, alors que celle de Sundance A expirera en 2017. Cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel sont exploitées en Alberta, leur capacité de production individuelle variant de 27 MW à 165 MW. Une partie de la production prévue de ces centrales est vendue au moyen de contrats à long terme, le reste étant assujéti aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Le résultat des installations énergétiques de l'Ouest est tributaire de leurs deux fonctions intégrées, soit la commercialisation et l'exploitation de centrales. La fonction de commercialisation achète et revend, depuis Calgary, en Alberta, de l'électricité aux termes des CAE conclues, commercialise les volumes des installations de cogénération qui ne font pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de revendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser la valeur de ces installations. Cette fonction joue un rôle essentiel pour optimiser le rendement du portefeuille de l'offre d'électricité de l'entreprise d'énergie et pour gérer les risques liés aux volumes non visés par des contrats. Une partie de l'électricité de l'entreprise d'énergie est vendue sur le marché au comptant pour assurer des approvisionnements en cas d'arrêt d'exploitation imprévu. La quantité 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 de portefeuille permet à TCPL de réduire au minimum ses coûts si elle devait être obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements de vente contractuels. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant à l'égard des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, au 31 décembre 2009, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour environ 8 400 gigawatts-heure (« GWh ») de la production de 2010 et quelque 6 000 GWh de la production de 2011.

Installations énergétiques de l'Est En tenant compte des installations en construction ou en cours d'aménagement, les installations énergétiques de l'Est détiennent une capacité de production d'électricité d'environ 2 900 MW. À l'heure actuelle, les actifs de production d'électricité des installations énergétiques de l'Est qui sont en exploitation sont : Bécancour, trois parcs du projet de Cartier énergie éolienne, Portlands Energy et Grandview.

Toute l'électricité produite par Bécancour est fournie à Hydro-Québec au titre d'un contrat d'achat de 20 ans qui échoit en 2026. La centrale vend la vapeur qu'elle produit à des clients industriels à des fins d'utilisation dans le cadre de processus commerciaux. La production d'électricité à la centrale de Bécancour est interrompue temporairement depuis janvier 2008, en raison d'une entente conclue avec Hydro-Québec. 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. Cette interruption à la centrale de Bécancour est abordée plus en détail sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

Cartier énergie éolienne compte trois parcs éoliens, Carleton, Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables, entrés en exploitation respectivement en novembre 2008, 2007 et 2006. L'électricité produite par ces trois parcs éoliens est fournie à Hydro-Québec au titre d'un contrat d'achat de 20 ans.

Portlands Energy est entrée en service en avril 2009. Elle fournit de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'OEO.

La centrale de Grandview est située sur la propriété de la raffinerie de pétrole d'Irving à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Conformément à un contrat d'achat ferme de 20 ans devant échoir en 2025, Irving procure le combustible à la centrale et achète 100 % de la chaleur et de l'électricité produites sur une capacité de 90 MW.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à long terme. Par conséquent, la totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été sur le marché au comptant en 2007, 2008 et 2009 et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats en 2010 et 2011.

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Produits			
Installations énergétiques de l'Ouest	788	1 140	1 045
Installations énergétiques de l'Est	281	175	400
Autres ⁽³⁾	184	186	89
	1 253	1 501	1 534
Achats de produits de base revendus			
Installations énergétiques de l'Ouest	(451)	(517)	(550)
Installations énergétiques de l'Est	–	–	(2)
Autres ⁽⁴⁾	(124)	(112)	(65)
	(575)	(629)	(617)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(179)	(215)	(412)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien	(39)	(39)	(35)
BAIIA comparable⁽¹⁾	460	618	470

(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.

(2) Comprend les centrales de Portlands Energy, de Carleton et d'Anse-à-Valleau depuis respectivement avril 2009, novembre 2008 et novembre 2007.

(3) Comprend les ventes de gaz naturel, de soufre (en 2008) et de noir de carbone thermique.

(4) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾			
Exercices terminés les 31 décembre			
	2009	2008	2007
Volume des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest	2 334	2 322	2 154
Installations énergétiques de l'Est	1 550	1 069	5 200
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	10 603	12 368	12 199
Autres achats	529	970	1 710
	15 016	16 729	21 263
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest	9 944	11 284	11 998
Installations énergétiques de l'Est	1 588	1 232	5 477
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	3 484	4 213	3 788
	15 016	16 729	21 263
Capacité disponible des centrales⁽²⁾			
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽³⁾	93 %	87 %	90 %
Installations énergétiques de l'Est	97 %	97 %	97 %

⁽¹⁾ Comprend les centrales de Portlands Energy, de Carleton et d'Anse-à-Valleau depuis respectivement avril 2009, novembre 2008 et novembre 2007. Les données relatives à Bécancour sont incluses dans les données de 2007 en raison de l'entente conclue avec Hydro-Québec visant l'interruption temporaire de la production en 2008 et en 2009.

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

⁽³⁾ Exclut les installations qui fournissent de l'électricité à TCPL aux termes de CAE.

En 2009, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 279 millions de dollars, soit 231 millions de dollars de moins que les 510 millions de dollars inscrits en 2008. La baisse provient surtout de la diminution du résultat enregistré par le portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu du fléchissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble sur les moindres volumes d'électricité vendus. En outre, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest en 2008 comprenait un montant de 23 millions de dollars se rapportant aux ventes de soufre.

Le fléchissement des prix réalisés dans leur ensemble et la baisse des volumes des ventes ont donné lieu au recul de 352 millions de dollars des produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest en 2009 par rapport à 2008. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont fléchi de 47 %, ou 42 \$ par mégawatt-heure (« MWh ») en 2009 comparativement à 2008 et les volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont baissé de 13 % en 2009 par rapport à 2008 en grande partie du fait de la réduction du taux de répartition aux termes des CAE de l'Alberta. La diminution des prix de l'électricité et des volumes de vente témoigne de la demande réduite d'électricité en Alberta en raison du ralentissement de l'économie nord-américaine. Les achats de produits de base revendus de 451 millions de dollars en 2009 accusent une baisse de 66 millions de dollars comparativement à 2008, surtout à cause d'une diminution des volumes achetés et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. En 2009, environ 26 % des volumes de l'électricité vendue des installations énergétiques de l'Ouest l'ont été sur le marché au comptant, contre 27 % en 2008.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est s'est chiffré à 220 millions de dollars en 2009, soit à 73 millions de dollars de plus que le chiffre de 147 millions de dollars constaté en 2008. La hausse provient avant tout du résultat supplémentaire de Portlands Energy et du parc de Carleton de Cartier énergie éolienne, qui sont entrés en service respectivement en avril 2009 et en novembre 2008, ainsi que de l'accroissement des produits tirés de contrats de la centrale de Bécancour. Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est, se sont accrus de 106 millions de dollars, en raison avant tout des produits supplémentaires générés par la centrale Portlands Energy et le parc éolien de Carleton.

Les autres produits et les autres achats de produits de base revendus ont été de respectivement 184 millions de dollars et 124 millions de dollars en 2009 comparativement à respectivement 186 millions de dollars et 112 millions de dollars en 2008. Ces changements tiennent compte d'une augmentation de la quantité de gaz naturel revendu par les installations de l'Est. En 2009, l'accroissement des ventes de gaz naturel constaté dans les autres produits a été grandement contrebalancé par les ventes de soufre en 2008.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 179 millions de dollars en 2009, montant inférieur de 36 millions de dollars à celui de 2008. La baisse s'explique avant tout par le recul des prix du gaz naturel des installations de l'Ouest, neutralisé en partie par le combustible supplémentaire utilisé à la centrale de Portlands Energy.

En 2008, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest, à 510 millions de dollars, s'est révélé de 125 millions de dollars supérieur à celui de 385 millions de dollars inscrit en 2007. La hausse provient avant tout de l'accroissement des marges découlant de l'effet cumulé de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général pour les volumes non visés par des contrats de vente d'électricité et d'une croissance de 23 millions de dollars découlant des ventes de soufre à des prix beaucoup plus élevés en 2008. En 2008, la société a vendu le reste de ses stocks de soufre, qu'elle vendait depuis 2005 en petites quantités à des prix correspondants au seuil de rentabilité.

Les produits des installations énergétiques de l'Ouest se sont accrus de 95 millions de dollars en 2008 par rapport à l'exercice précédent, principalement du fait des prix supérieurs pour les ventes d'électricité dans leur ensemble. Les achats de produits de base revendus ont reculé de 33 millions de dollars en 2008 comparativement à 2007, surtout à cause d'une diminution des volumes achetés et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. Les volumes de l'électricité achetée ont diminué en 2008 par rapport à 2007, en majeure partie du fait de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail, bien que la diminution ait été partiellement atténuée par une utilisation accrue des CAE en Alberta. En 2008, environ 27 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant, contre 24 % en 2007.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est s'est chiffré à 147 millions de dollars en 2008, soit à 27 millions de dollars de plus qu'en 2007, en raison avant tout de l'accroissement du résultat imputable aux contrats de la centrale de Bécancour, du résultat supplémentaire découlant de l'exploitation sur un premier exercice complet du parc éolien d'Anse-à-Valleau et de la mise en service du parc éolien de Carleton en 2008.

L'accord prévoyant l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour à partir de janvier 2008 a fait baisser les produits des ventes d'électricité des installations de l'Est, les volumes de production et les ventes contractuelles ainsi que les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts en 2008 par rapport à 2007.

La baisse des coûts d'exploitation des centrales et des autres coûts enregistrée en 2008 comparativement à l'exercice précédent, qui s'explique par l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour, a été en partie annulée par la hausse des volumes de gaz achetés à des prix supérieurs par les installations de l'Ouest.

La capacité disponible moyenne des centrales des installations énergétiques de l'Ouest en 2009 s'est située autour de 93 %, contre 87 % en 2008. La hausse s'explique surtout par la remise en service de la centrale de Cancarb en avril 2009. La capacité disponible globale des installations Énergétiques de l'Ouest a subi le contrecoup de l'arrêt d'exploitation de la centrale de Cancarb entre la fin de 2007 et avril 2009. La capacité disponible des centrales des installations énergétiques de l'Est a atteint 97 % en 2009, ce qui est comparable aux taux constatés en 2008 et en 2007. La mesure de la capacité disponible pour 2009 et 2008 ne tient pas compte de la centrale de Bécancour, dont la capacité disponible était de 97 % en 2007, car la production y a été arrêtée d'un bout à l'autre de 2008 et de 2009.

Bruce Power Bruce Power est une centrale nucléaire située au nord-ouest de Toronto, en Ontario, qui regroupe Bruce A et Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs de 750 MW : deux en service et deux en cours de remise en état. L'un de ceux-ci devrait être remis en service vers le milieu de 2011 et l'autre, à peu près quatre mois plus tard. Bruce B, qui compte également quatre réacteurs, présente une capacité combinée de 3 200 MW. Au 31 décembre 2009, TCPL et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), fiducie créée par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »), détenaient chacune une participation de 48,8 % dans Bruce A (48,9 % chacune en 2008; 48,7 % chacune en 2007). La participation restante de 2,4 % appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (« PWU »), à la Society of Energy Professionals Trust (« SEP ») et à Bruce Power Employee Investment Trust. Le partenariat de Bruce A sous-loue, du partenariat de Bruce B, les réacteurs 1 à 4 de Bruce A. TCPL, OMERS et Cameco Corporation détiennent une participation respective de 31,6 % dans Bruce B, qui vise les réacteurs 5 à 8 de même que l'infrastructure connexe. PWU et SEP possèdent la participation restante dans Bruce B.

Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de la quote-part revenant à TCPL des huit réacteurs de Bruce Power, dont six étaient en service.

Résultats de Bruce Power			
(Quote-part de TCPL)			
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)			
	2009	2008	2007
Produits ⁽¹⁾⁽²⁾	883	785	847
Charges d'exploitation ⁽²⁾	(531)	(510)	(607)
BAIIA comparable⁽³⁾	352	275	240
BAIIA comparable de Bruce A⁽³⁾	48	78	38
BAIIA comparable de Bruce B⁽³⁾	304	197	202
BAIIA comparable⁽³⁾	352	275	240
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales			
Bruce A	78 %	82 %	78 %
Bruce B	91 %	87 %	89 %
Capacité cumulée de Bruce Power	87 %	86 %	86 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus			
Bruce A	56	91	121
Bruce B	45	100	93
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus			
Bruce A	82	27	17
Bruce B	47	65	32
Volume des ventes (en GWh)			
Bruce A	4 894	5 159	4 959
Bruce B	7 767	7 799	7 992
	12 661	12 958	12 951
Résultats par MWh			
Produits de Bruce A	64 \$	62 \$	59 \$
Produits de Bruce B ⁽⁴⁾	64 \$	57 \$	52 \$
Produits cumulés de Bruce Power	64 \$	59 \$	55 \$
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant ⁽⁵⁾	43 %	33 %	62 %

(1) Comprend des recouvrements de coûts de combustible de 34 millions de dollars pour Bruce A en 2009 (30 millions de dollars en 2008; 17 millions de dollars en 2007). Comprend également, pour Bruce B, des gains non réalisés de 5 millions de dollars attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction en 2009 (pertes de 2 millions de dollars en 2008; gains de 15 millions de dollars en 2007).

- (2) Comprend des ajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.
- (3) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.
- (4) Comprend les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher, aux règlements de contrat et à la production réputée et tient compte des volumes associés à la production d'électricité et à la production réputée.
- (5) Toute la production de Bruce B est visée par le mécanisme de prix plancher, y compris les volumes vendus sur le marché au comptant.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a augmenté de 77 millions de dollars pour s'établir à 352 millions de dollars en 2009 par rapport à 2008, augmentation principalement attribuable aux prix supérieurs réalisés et à une charge annuelle de location inférieure, partiellement contrée par des volumes moindres et des charges d'exploitation plus élevées pour Bruce A.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A a reculé de 30 millions de dollars pour se chiffrer à 48 millions de dollars en 2009 par rapport à 2008. Le recul est attribuable à une diminution des volumes et à une augmentation des charges d'exploitation, parce que les jours d'arrêt d'exploitation ont été plus nombreux, et est quelque peu atténué par la hausse des prix contractuels relatifs à la production.

Par rapport à 2008, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B a augmenté de 107 millions de dollars pour atteindre 304 millions de dollars en 2009, augmentation s'expliquant surtout par les prix supérieurs réalisés compte tenu des paiements reçus aux termes du mécanisme de prix plancher prévu au contrat conclu avec l'OEO et la diminution de la charge annuelle de location. Certaines dispositions du contrat de location conclu avec l'Ontario Power Generation prévoyaient une réduction de la charge annuelle de location car le prix moyen annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situait en deçà de 30 \$ le MWh. Le prix au comptant moyen annuel en Ontario a été de 29,52 \$ le MWh en 2009 et de 48,83 \$ le MWh en 2008.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher doivent être remboursés si le prix moyen annuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher moyen annuel. Puisque le prix moyen annuel sur le marché au comptant n'a pas dépassé le prix plancher moyen annuel en 2009, aucun montant constaté dans les produits en 2009 ne devra être remboursé. Tant en 2008 qu'en 2007, Bruce B n'avait constaté dans les produits aucun des paiements de soutien aux termes du mécanisme de prix plancher puisque le prix moyen annuel sur le marché au comptant avait été supérieur au prix plancher moyen.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a progressé de 35 millions de dollars pour s'établir à 275 millions de dollars en 2008, par rapport à 2007. La progression est principalement attribuable à l'augmentation des prix réalisés et à l'accroissement des volumes puisque les jours d'arrêt d'exploitation ont été moins nombreux à Bruce A en 2008.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power a légèrement diminué, passant de 12 958 GWh en 2008 à 12 661 GWh en 2009, en partie du fait de l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») qui, pendant certaines périodes en 2009, a mis un frein à la production de certains réacteurs de Bruce Power pour contribuer à résorber la charge de base excédentaire en Ontario. Pendant ces périodes imposées par l'IESO, Bruce Power a touché des paiements au titre de la production réputée aux prix du contrat avec l'OEO. En tenant compte de la production réputée, les réacteurs de Bruce A et de Bruce B ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 87 % en 2009, comparativement à 86 % en 2008. La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power en 2008 était comparable à celle de 2007.

La capacité globale disponible des centrales en 2010 devrait se situer aux alentours de 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et à un peu moins de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'environ 10 semaines devrait commencer vers la fin de février 2010 pour le réacteur 3 de Bruce A. En ce qui concerne Bruce B, des arrêts d'exploitation pour entretien préventif d'environ huit semaines devraient commencer en mai 2010 pour le réacteur 6 et vers la mi-octobre 2010 pour le réacteur 5.

Bruce A

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh. Ce prix est ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation et les coûts de combustible sont récupérés auprès de

l'OEO. Conformément à la modification de contrat faite en 2007 et ayant pris effet le 1^{er} avril 2009, le prix pour la production de Bruce A a été fixé à 64,45 \$ le MWh.

Prix fixe de Bruce A

	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2009 au 31 mars 2010	64,45 \$
Du 1 ^{er} avril 2008 au 31 mars 2009	63,00 \$
Du 1 ^{er} avril 2007 au 31 mars 2008	59,69 \$

Bruce B

Aux termes du contrat conclu par Bruce Power avec l'OEO, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B

	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2009 au 31 mars 2010	48,76 \$
Du 1 ^{er} avril 2008 au 31 mars 2009	47,66 \$
Du 1 ^{er} avril 2007 au 31 mars 2008	46,82 \$

Les rentrées de fonds découlant du mécanisme de prix plancher de Bruce B faisaient auparavant l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant sur toute la durée du contrat. En juillet 2009, le contrat conclu avec l'OEO a été modifié de sorte que les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher fassent l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant seulement au cours de chaque année civile.

Bruce B conclut des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels elle reçoit l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Par conséquent, le prix de 64 \$ le MWh réalisé par Bruce B en 2009 tient compte des produits constatés conformément au mécanisme de prix plancher et aux ventes contractuelles, comparativement aux prix de 57 \$ le MWh et de 52 \$ le MWh réalisés respectivement en 2008 et en 2007. Au 31 décembre 2009, Bruce B avait conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 2 100 GWh de sa production pour 2010 et 500 GWh de celle de 2011, ce qui représente la quote-part de TCPL.

Installations énergétiques situées aux États-Unis Les installations énergétiques situées aux États-Unis possèdent une capacité de production d'électricité d'environ 3 800 MW, en tenant compte des installations en construction. À l'heure actuelle, les actifs de production d'électricité des installations énergétiques situées aux États-Unis qui sont en exploitation sont : Ravenswood, TC Hydro, OSP et la première phase du projet éolien Kibby. Située à Queens, dans l'État de New York, et acquise en août 2008, Ravenswood est une centrale électrique de 2 480 MW alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion, qui a la puissance nécessaire pour répondre à environ 21 % de la demande de pointe globale de la ville de New York. Les actifs de TC Hydro comprennent 13 centrales hydroélectriques qui regroupent au total 39 installations de production au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts avec une capacité de production totale de 583 MW. À 560 MW, la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'OPS est la plus grosse centrale du Rhode Island et la première phase du projet éolien Kibby est un parc éolien de 66 MW situé dans le Maine.

Les installations énergétiques situées aux États-Unis concentrent leurs activités sur les marchés déréglementés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York par l'entremise de la filiale en propriété exclusive TCPM qui est située à Westborough, dans le Massachusetts. TCPM concentre ses 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. Ces activités englobent la gestion d'un portefeuille de sources d'approvisionnement en électricité regroupant la propre production de TCPM et des achats de gros. Les achats d'électricité visent à répondre à la plupart des engagements de vente

d'électricité en gros et au détail de TCPM, ce qui permet à la fois de réduire l'exposition aux fluctuations des prix sur le marché au comptant et de garantir une marge positive. La production d'électricité est gérée au moyen de contrats de vente visant une partie de l'électricité devant être produite. Des contrats correspondants visant l'achat du combustible requis sont conclus simultanément afin de réduire l'exposition à la volatilité des prix du marché et de garantir des marges positives. En 2009, TCPM a continué d'accentuer sa présence en commercialisation et d'élargir sa base de clients en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York.

Le réseau commun de la Nouvelle-Angleterre a recours à un marché de capacité à terme (« MCT ») pour promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable. Les paiements au titre du MCT ont débuté vers la fin de 2006 et ont été effectués à titre provisoire de 2007 à 2009. Aux termes du mécanisme, OSP et TC Hydro ont reçu des paiements de transition pendant cette période, conformément au règlement relatif au MCT approuvé par la FERC. À compter de juin 2010, le prix à l'égard de la capacité sera déterminé au moyen de ventes aux enchères de capacité à terme (« VECT ») concurrentielles, lesquelles ont lieu trois ans avant l'année visée par la capacité. Le résultat des futures VECT dépendra de la croissance de la demande réelle comparativement à la demande projetée, de la rapidité avec laquelle progressera l'aménagement de nouvelles ressources admissibles à de telles ventes ainsi que d'autres facteurs.

Le New York Independent System Operator (« NYISO ») a recours à un marché de capacité géographique qui a pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable. À l'heure actuelle, une série de VECT volontaires et un processus obligatoire d'établissement des prix au comptant selon la courbe de demande servent à déterminer le prix payé aux fournisseurs de capacité. Il y a deux VECT annuelles sur six mois et 12 VECT mensuelles auxquelles la participation des acheteurs et des vendeurs est facultative. Toute la capacité disponible restante doit être offerte à l'une des ventes aux enchères au comptant mensuelles la semaine précédant le début du mois visé par la capacité. La vente aux enchères au comptant est autorisée à un prix qui est fonction d'une courbe de demande descendante, dont les paramètres sont établis par le NYISO et approuvé par la FERC. Chacune des trois régions de capacité définies a une courbe de demande distincte : Long Island, la ville de New York et le reste de l'État. La capacité de la centrale de Ravenswood se trouve dans la région de la ville de New York.

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Produits			
Électricité	1 118	938	1 035
Capacité	190	85	46
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	509	350	239
	1 817	1 373	1 320
Achats de produits de base revendus			
Électricité	(544)	(519)	(753)
Autres ⁽⁵⁾	(391)	(324)	(208)
	(935)	(843)	(961)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts⁽⁴⁾	(645)	(258)	(175)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien	(45)	(41)	(32)
BAIIA comparable⁽¹⁾	192	231	152

(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.

(2) Comprend les installations de la première phase du projet éolien Kibby et de Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'août 2008.

(3) Comprend les ventes de gaz naturel.

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

(5) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾			
Exercices terminés les 31 décembre			
	2009	2008	2007
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	5 993	3 974	2 895
Achats	5 310	6 020	6 709
	11 303	9 994	9 604
Ventes			
Électricité vendue à contrat	10 264	9 758	9 028
Électricité vendue au comptant	1 039	236	576
	11 303	9 994	9 604
Capacité disponible des centrales⁽²⁾			
	79 %	75 %	95 %

⁽¹⁾ Comprend les installations de la première phase du projet éolien Kibby et de Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'août 2008.

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

En 2009, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été de 192 millions de dollars, soit 39 millions de dollars de moins que les 231 millions de dollars inscrits en 2008. La baisse provient surtout du recul des prix de l'électricité et des marges réalisées sur les ventes d'électricité en Nouvelle-Angleterre, atténué en partie par les activités de couverture à terme. Les prix réalisés inférieurs sont attribuables au ralentissement économique allié à des conditions météorologiques plus clémentes. Les baisses ont été en partie neutralisées par un produit supplémentaire réalisé sur les ventes contractuelles dont le prix sur le marché au comptant a été supérieur à la moyenne en Nouvelle-Angleterre. La diminution du BAIIA des installations situées en Nouvelle-Angleterre a été partiellement contrée par le BAIIA supplémentaire dégagé à la suite d'un exercice complet d'exploitation de la centrale de Ravenswood, acquise en août 2008, auquel s'ajoute l'incidence favorable d'un dollar US plus fort en 2009. Les résultats de la centrale de Ravenswood en 2009 ont subi l'effet des prix au comptant qui se sont révélés inférieurs de 52 % à ceux de 2008 et de la demande réduite d'électricité.

En 2009, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 1 118 millions de dollars, une hausse de 180 millions de dollars comparativement aux produits de 938 millions de dollars constatés en 2008. La hausse s'explique avant tout par les produits supplémentaires provenant de la centrale de Ravenswood, par l'incidence favorable du raffermissement du dollar US ainsi que par les ventes contractuelles supérieures, annulée en partie par la baisse des volumes d'électricité vendus à des prix plus faibles en Nouvelle-Angleterre. Les produits tirés de la capacité vendue ont atteint 190 millions de dollars en 2009, une progression de 105 millions de dollars par rapport aux produits de 85 millions de dollars comptabilisés en 2008. Cette progression tient surtout aux produits supplémentaires obtenus de la capacité à Ravenswood, lesquels découlent de la capacité disponible, que la centrale produise de l'électricité ou non.

En 2009, les autres produits se sont accrus de 159 millions de dollars comparativement à 2008, en raison de l'augmentation des volumes de gaz naturel vendu, des produits supplémentaires générés par l'accord de service avec un tiers à la centrale de Ravenswood et de l'incidence favorable d'une devise américaine plus forte.

Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité ont progressé de 25 millions de dollars en 2009 par rapport à 2008, en grande partie du fait de l'augmentation des achats contractuels en Nouvelle-Angleterre et de l'incidence favorable du raffermissement du dollar US en 2009. Les hausses ont été partiellement annulées par le recul des volumes des achats d'électricité destinés à la revente à des clients des secteurs commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre.

Les autres achats de produits de base revendus ont augmenté de 67 millions de dollars en 2009 par rapport à 2008. L'augmentation s'explique avant tout par les volumes supérieurs de gaz naturel inutilisé acheté pour servir de combustible d'alimentation de centrale, puis revendu, ainsi que par l'incidence du raffermissement du dollar US, annulée en partie par le repli des prix du gaz naturel.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts se sont accrus de 387 millions de dollars en 2009 comparativement à 2008, compte tenu de l'exploitation de Ravenswood sur un exercice complet et des coûts liés à l'accord de service avec un tiers à cette centrale, qui se greffent à l'incidence d'une devise américaine plus forte.

En 2008, le BAIIA comparable avait atteint 231 millions de dollars, soit 79 millions de dollars de plus que les 152 millions de dollars constatés en 2007. La hausse provient avant tout des débits d'écoulement supérieurs des actifs de production de TC Hydro et des prix réalisés supérieurs sur les ventes aux clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre. Le 31 décembre 2008, Ravenswood s'est acquittée de ses engagements aux termes d'un contrat d'achat ferme conclu avec une tierce partie qui était en place au moment de son acquisition. En 2009, TCPM a commencé à assurer la gestion de la commercialisation de la production de la centrale Ravenswood d'une manière conforme à celle de ses autres actifs dans la région du Nord-Est des États-Unis.

À 79 % en 2009, la capacité disponible des centrales des installations énergétiques aux États-Unis se compare au taux de 75 % enregistré en 2008, ce qui tient surtout à la remise en service du réacteur 30 de la centrale Ravenswood en mai 2009 après un arrêt d'exploitation imprévu. En 2008, la capacité disponible des centrales accusait une baisse de 20 % par rapport à 2007, en raison d'arrêts d'exploitation à Ravenswood au cours du quatrième trimestre de l'exercice.

En 2009, 9 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 2 % en 2008. En date du 31 décembre 2009, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 10 300 GWh d'électricité pour 2010 et 5 400 GWh pour 2011, notamment des contrats financiers afin d'assurer la couverture économique du prix de la production prévue. Certains volumes contractuels dépendent du taux d'utilisation des clients. Au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrat varieront selon la liquidité du marché ainsi que d'autres facteurs. Les achats d'électricité visent à répondre à une partie des engagements de vente, ce qui permet de réduire l'exposition à la volatilité des prix au comptant et de garantir une marge positive.

Stockage de gaz naturel TCPL détient ou possède des droits pour une capacité de stockage de gaz naturel non-réglémentée de 129 Gpi³ en Alberta, dont une participation de 60 % dans CrossAlta, un exploitant indépendant d'installations de stockage. TCPL a en outre pris des dispositions contractuelles avec un tiers en vue de profiter, en Alberta, d'une capacité de stockage à long terme arrivant à échéance en 2030 sous réserve du non-exercice de droits de résiliation anticipée en 2015.

Capacité de stockage de gaz naturel			
	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi ³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi ³ /j)	
Edson	50	725	
CrossAlta ⁽¹⁾	41	550	
Stockage d'un tiers	38	630	
	129	1 905	

⁽¹⁾ Représente la participation de 60 % de TCPL dans CrossAlta. La capacité de stockage aménagée de gaz naturel varie en fonction de la quantité de gaz de base dans l'installation.

La capacité de stockage de gaz naturel de la société aide à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'ajouter de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Le déséquilibre saisonnier croissant entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord a rendu plus volatils les prix de ce gaz et a accru la demande pour des services de stockage. Le stockage de gaz naturel en Alberta continuera de répondre à des besoins commerciaux et pourrait jouer un rôle prépondérant lorsque des ressources gazières supplémentaires seront raccordées aux marchés nord-américains. Les activités de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont indépendantes de celles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée de TCPL et de l'entreprise de stockage réglementée d'ANR, qui fait partie du secteur des pipelines de TCPL.

TCPL gère l'exposition de ses actifs non réglementés de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant une couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de capacité de stockage auprès de tiers, ainsi que d'achats et de ventes de stocks de gaz naturel exclusif.

Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et les installations de stockage de TCPL permettent aux clients de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. Au 31 décembre 2009, TCPL avait conclu des contrats pour environ 75 %, en 2010, et 51 %, en 2011, de la capacité de stockage aménagée de gaz naturel, laquelle totalise 129 Gpi³. Le résultat découlant des contrats de capacité de stockage auprès de tiers est constaté sur la durée des différents contrats.

Les opérations liées aux stocks de gaz naturel exclusif comprennent un achat à terme pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir des marges positives futures, ce qui élimine son exposition aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel.

De tels contrats à terme visant le gaz naturel constituent des instruments de couverture économique très efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur compte tenu des prix du marché à terme pour le mois de livraison prévu aux contrats. Les variations de la juste valeur de ces contrats sont constatées dans les produits. TCPL inscrit la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif en fonction d'une moyenne pondérée des prix à terme du gaz naturel pour les quatre mois suivants, moins les coûts de vente. Les variations de la juste valeur des stocks sont constatées dans les produits. Le calcul du résultat comparable ne tient pas compte des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel, non représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Le BAIIA comparable tiré du stockage du gaz naturel s'est chiffré à 164 millions de dollars en 2009, contre 138 millions de dollars en 2008. La progression de 26 millions de dollars du BAIIA est principalement attribuable à l'accroissement des produits tirés du stockage auprès de tiers provenant de l'élargissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel. À 138 millions de dollars en 2008, le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel était comparable à celui de 2007.

Expansion des affaires Les pertes au titre du BAIIA comparable découlant de l'expansion des affaires en 2009 ont diminué de 15 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison du moment où ont été constatées des charges liées à certains projets importants.

Amortissement L'amortissement a progressé de 89 millions de dollars comparativement à 2008, pour atteindre 347 millions de dollars en 2009. La progression tient surtout à l'exploitation de la centrale de Ravenswood sur un exercice complet, à l'acquisition d'immobilisations pour les installations de Bruce Power ainsi qu'à la mise en service de la centrale de Portlands Energy et du parc éolien de Carleton, respectivement en avril 2009 et en novembre 2008.

ÉNERGIE – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Ravenswood Du moment de son acquisition jusqu'au 31 décembre 2008, Ravenswood avait été exploitée selon les modalités d'un contrat d'achat ferme au titre duquel toute l'électricité produite par la centrale était fournie à un tiers en échange de frais d'exploitation fixes. En janvier 2009, Ravenswood a commencé à tirer ses produits de la vente sur le marché new-yorkais de l'électricité produite par la centrale. TCPM gère la commercialisation de la production de Ravenswood.

Après la conclusion de l'acquisition de Ravenswood, TCPL a connu une situation l'obligeant à mettre hors service le réacteur 30 de cette centrale, d'une puissance de 972 MW. Le réacteur a été remis en exploitation en mai 2009. La société continue de travailler de concert avec les assureurs afin de régler les demandes d'indemnisation liées à la fois aux dommages physiques et aux pertes découlant de l'interruption de la production pendant la panne. Aucun montant n'a été comptabilisé relativement aux demandes d'indemnisation pour les pertes découlant de l'interruption.

Bruce Power Aux termes d'une entente à long terme conclue en 2005 entre Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), Bruce A a pris l'engagement de remettre à neuf et en service les réacteurs 1 et 2, de prolonger la durée d'exploitation du réacteur 3 et de remplacer les chaudières à vapeur du réacteur 4. Une modification à cette entente en 2007 prévoyait une remise à neuf intégrale du réacteur 4 qui en prolongera la durée d'exploitation prévue.

En 2008, Bruce Power a terminé un examen des durées d'exploitation estimatives des réacteurs 3 et 4 qui a indiqué que le réacteur 3 devrait demeurer en exploitation commerciale jusqu'en 2011, prolongeant ainsi de deux ans la période de production avant remise à neuf. Après les travaux, la durée d'exploitation estimative du réacteur 3 devait se prolonger jusqu'en 2038. En outre, l'examen a indiqué que le réacteur 4 devrait demeurer en exploitation commerciale jusqu'en 2016, ce qui ajoute sept années de production avant remise à neuf devant prolonger la durée d'exploitation estimative de ce réacteur jusqu'en 2042.

D'autres modifications ont été apportées à l'entente en juillet 2009. En plus des changements au mécanisme de prix plancher pour Bruce B décrits à la rubrique « Énergie – Analyse financière » du présent rapport de gestion, de nouvelles modalités au contrat conclu avec l'OEO comprenaient notamment l'élimination du plafond à l'égard des paiements de soutien pour Bruce A. Les paiements de soutien cumulatifs reçus pour Bruce A, qui correspondent à la différence entre les prix fixes aux termes du contrat avec l'OEO et les prix sur le marché au comptant, étaient initialement plafonnés à 575 millions de dollars jusqu'à la remise en service des réacteurs 1 et 2. Ainsi, si jamais, après redémarrage, les réacteurs 1 ou 2 n'étaient pas remis en exploitation commerciale d'ici le 31 décembre 2011, Bruce A ne touchera aucun paiement de soutien et toute la production sera vendue aux prix sur le marché au comptant jusqu'à la conclusion des activités de redémarrage, moment où les prix pour Bruce A retourneront aux niveaux alors prévus au contrat.

La modification de juillet 2009 prévoit également des paiements à Bruce Power au titre de la production réputée aux prix prévus au contrat si la production de Bruce Power devait être réduite en raison de coupures sur le réseau contrôlé par la SIERÉ en Ontario.

Par ailleurs, le barème de partage des coûts en capital visant la remise en état et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A a été modifié pour supprimer l'exigence voulant que l'OEO partage les dépassements de coûts supérieurs à 3,4 milliards de dollars. Auparavant, l'OEO était responsable de 25 % des dépassements de coûts supérieurs à 3,4 milliards de dollars, dont il devait s'acquitter par la voie d'un ajustement futur au prix fixe versé à Bruce Power pour l'électricité produite par les réacteurs de Bruce A.

La remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2 de Bruce A se poursuit alors que l'accent est mis sur le rassemblement des réacteurs et des activités connexes. Au 31 décembre 2009, Bruce A avait engagé des coûts de quelque 3,2 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation de ces réacteurs, et d'environ 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4. TCPL est d'avis que la quote-part du coût en capital total revenant à la société pour terminer la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2 sera d'environ 2 milliards de dollars. Pour la plupart, les travaux très techniques et à haut risque de ce projet ont désormais été effectués ou devraient l'être sous peu. Même si une partie importante du travail demeure à venir, il s'agira surtout de tâches liées à la construction de centrales classiques. Un plan d'optimisation du projet mis en œuvre par Bruce Power à l'exercice précédent porte ses fruits au chapitre de l'amélioration de la productivité. TCPL s'attend à un redémarrage du réacteur 2 vers le milieu de 2011, suivi de celui du réacteur 1 environ quatre mois plus tard.

Le projet de Bruce Power visant à prolonger davantage la durée d'exploitation des réacteurs 3 et 4 continue de cheminer. Il est maintenant prévu que le réacteur 4 fonctionnera toujours après 2018 et des plans ont été mis de l'avant en vue de la mise en œuvre d'un programme d'entretien exhaustif qui ferait en sorte que la durée de vie utile du réacteur 3 serait prolongée dans une semblable mesure.

Portlands Energy La centrale de Portlands Energy est entrée en service en avril 2009 après avoir été achevée en deçà du budget prévu. Détenu à 50 % par TCPL, elle peut actuellement fournir 550 MW d'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'OEO.

Coolidge En août 2009, TCPL a amorcé la construction de la centrale de Coolidge de 500 millions de dollars US située près de Phoenix, en Arizona. Les 12 premières turbines alimentées au gaz naturel ont commencé à arriver au chantier en janvier 2010. La centrale de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel d'une puissance de 575 MW devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2011. Toute l'électricité qu'elle produira sera vendue à Salt River Project Agricultural Improvement and Power District sise à Phoenix, en Arizona, dans le cadre d'une CAE de 20 ans.

Halton Hills Les travaux de construction à Halton Hills se sont poursuivis en 2009 et sont maintenant presque à terme. Il s'agit d'un projet de centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel et située près de Halton Hills, en Ontario, dont l'entrée en exploitation est prévue pour le troisième trimestre de 2010, après mise en service, démarrage et essais. TCPL prévoit investir autour de 700 millions de dollars dans le projet. L'électricité produite par la centrale sera vendue à l'OEO aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans.

Cartier énergie éolienne Au troisième trimestre de 2009, les travaux de construction ont commencé pour les parcs éoliens de Gros-Morne (212 MW) et de Montagne-Sèche (58 MW). Le projet de Montagne-Sèche et la première phase du projet de Gros-Morne (101 MW) devraient être en exploitation en 2011. La deuxième phase du projet de Gros-Morne (111 MW) devrait l'être en 2012. Gros-Morne et Montagne-Sèche sont les quatrième et cinquième parcs éoliens de Cartier énergie éolienne au Québec. À la conclusion des travaux, Cartier énergie éolienne, société dans laquelle TCPL détient une participation de 62 %, sera en mesure de produire 590 MW d'électricité. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec au titre d'une CAE de 20 ans. Au quatrième trimestre de 2009, le projet de parc éolien de 150 MW à Les Méchins, sixième projet de Cartier Énergie éolienne, a été annulé compte tenu de l'impossibilité de se procurer des éoliennes à un coût abordable et de la difficulté à en arriver à des ententes acceptables avec les propriétaires fonciers du domaine privé. Cette décision n'a aucune incidence sur les autres projets de Cartier énergie éolienne.

Projet éolien Kibby En octobre 2009, la première phase du projet éolien Kibby, comprenant notamment 22 éoliennes en mesure de produire au total 66 MW d'électricité, est entrée en service six semaines avant la date envisagée à l'origine et en deçà du budget prévu. Les travaux de construction se poursuivent dans le cadre de la deuxième phase du projet, qui prévoit une capacité de production de 66 MW et l'installation de 22 autres éoliennes. Ces dernières devraient être mises en service au troisième trimestre de 2010. Au total, les coûts de construction des deux phases du projet devraient s'élever à quelque 350 millions de dollars US. Il est prévu que le projet sera admissible à des encouragements gouvernementaux versés dans le cadre d'un programme fédéral américain de mesures de stimulation.

Bécancour En juin 2009, TCPL a conclu une entente avec Hydro-Québec afin de maintenir l'interruption de sa production d'électricité à la centrale de Bécancour pendant toute l'année 2010. 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. Les paiements que TCPL reçoit aux termes de cette entente sont comparables aux montants qu'elle aurait touchés si les activités avaient poursuivi leur cours normal.

Oakville En septembre 2009, l'OEO a adjugé à TCPL un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans visant la construction, la possession et l'exploitation d'une centrale d'une puissance de 900 MW à Oakville, en Ontario. TCPL s'attend à investir environ 1,2 milliard de dollars dans la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel, dont l'entrée en service est prévue au premier trimestre de 2014.

Projets de lignes de transport d'électricité Les appels de soumissions de TCPL à l'égard de la capacité des projets des éventuelles lignes de transport d'électricité Zephyr et Chinook se sont terminés en décembre 2009. Un examen exhaustif des offres présentées pour chaque projet est en cours. Chacun des projets serait en mesure de transporter en

majeure partie de l'énergie renouvelable (éolienne) jusqu'au Nevada à partir du Wyoming (Zephyr) ou du Montana (Chinook).

Broadwater – GNL En avril 2009, le département du Commerce des États-Unis a rendu une décision confirmant l'opposition de l'État de New York à la proposition de construction et d'exploitation du projet de GNL de Broadwater, coentreprise entre TCPL et Shell Broadwater Holdings, LLC. Le partenariat Broadwater Energy a circonscrit ses activités à court terme et évalue les possibilités d'avenir de ce projet.

ÉNERGIE – RISQUES D'ENTREPRISE

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché TCPL mène ses activités sur les marchés concurrentiels du gaz naturel et de l'électricité en Amérique du Nord. L'instabilité des prix de l'électricité et du gaz naturel dépend notamment des fluctuations de l'offre et de la demande et de la conjoncture économique générale. Le résultat de l'entreprise d'énergie à l'égard de la vente de volumes non visés par des contrats est assujéti à la volatilité des prix. Même si une grande partie de l'offre de l'entreprise d'énergie est réservée pour répondre aux exigences de contrats de vente à moyen ou à long terme, elle en conserve une certaine partie pour se doter d'une souplesse accrue dans la gestion du portefeuille des actifs détenus en propriété exclusive par la société.

Paiements de capacité Les paiements de capacité pour les installations énergétiques des États-Unis sont périodiquement ajustés chaque année et subissent le contrecoup des mises en service et des mises hors service de centrales ainsi que des variations de la demande.

Volumes non visés par des contrats L'entreprise d'énergie dispose de certains volumes non visés par des contrats de vente d'électricité dans les installations énergétiques de l'Ouest et les installations énergétiques des États-Unis. Avec l'acquisition de Ravenswood en 2008, ces volumes ont considérablement augmenté dans les installations énergétiques des États-Unis. Les ventes d'électricité sur le marché au comptant de volumes non visés par des contrats sont soumises à la volatilité des prix du marché, ce qui influe directement sur le résultat. En outre, à l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix qui prévalent sur le marché. En 2009, les prix réalisés sur ces nouveaux contrats étaient en général inférieurs à ceux des dernières années du fait de l'importante diminution des prix sur les principaux marchés de l'électricité de TCPL.

Les volumes de Bruce B sont assujéti à un mécanisme de prix plancher. Lorsque le prix sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher, les volumes de Bruce B non visés par des contrats sont asservis à la volatilité des prix sur le marché au comptant. Lorsque ces prix sont inférieurs au prix plancher, c'est ce dernier que Bruce B reçoit. Le résultat de Bruce B pendant une telle période dépend néanmoins des variations des prix sur le marché au comptant au moment du règlement des ventes visées par des contrats. Toute la production de Bruce A est vendue sur le marché de gros au comptant de l'Ontario aux termes de contrats à prix fixe conclus avec l'OEO, et l'intégralité des volumes des installations énergétiques de l'Est vendus le sont au titre de contrats à long terme.

Le secteur du stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie est assujéti aux fluctuations attribuables aux écarts saisonniers pour le gaz naturel, habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. Par conséquent, la société assure la couverture de sa capacité au moyen d'un portefeuille d'engagements de vente de capacité contractuels.

Risque d'illiquidité Une diminution du nombre et de la qualité du crédit des contreparties peut accroître l'exposition de la société aux prix pratiqués sur le marché au comptant en réduisant la capacité de TCPL d'obtenir des prix de vente à terme selon des modalités contractuelles acceptables.

Capacité disponible des centrales Le maintien de la capacité disponible des centrales est essentiel au succès soutenu de l'entreprise d'énergie. Le risque d'exploitation des centrales est atténué par un engagement visant l'application de la stratégie d'excellence opérationnelle de TCPL afin d'assurer un rendement d'exploitation fiable et à faible coût à chacune des installations de la société. Des arrêts d'exploitation pour entretien correctif, qui comprennent les retards imprévus au chapitre des arrêts d'exploitation pour entretien préventif, pourraient causer une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes, une réduction des paiements de capacité et des marges, ainsi qu'un accroissement des frais d'entretien. Il arrive parfois que des interruptions d'exploitation non prévues

nécessitent l'achat d'électricité ou de gaz naturel aux prix du marché afin de permettre en tout temps à TCPL de répondre à ses obligations contractuelles.

Conditions météorologiques Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes, en Amérique du Nord et dans le golfe du Mexique, sont souvent à l'origine de prix volatils et d'une demande variable d'électricité et de gaz naturel. Ces conditions peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel. En outre, les variations saisonnières de la température peuvent avoir des répercussions sur l'efficacité et la capacité de production des centrales alimentées au gaz naturel. La variabilité des régimes éoliens peut pour sa part avoir une incidence sur le résultat des actifs éoliens de l'entreprise d'énergie.

Hydrologie La production d'électricité de TCPL est soumise à des risques liés à l'hydrologie compte tenu des installations de production hydroélectriques qu'elle possède dans le Nord-Est des États-Unis. L'évolution des conditions et les phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale, ainsi que les ruptures possibles de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont, présentent des risques pour la société.

Coûts de réalisation, coût en capital et d'obtention des permis Les programmes de l'entreprise d'énergie, pour ce qui est des mises en chantier en Ontario, au Québec, au Maine et en Arizona, y compris la participation dans Bruce Power, sont soumis à des risques liés aux coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis.

Mise en service d'actifs Même si chacun des éléments d'actif nouvellement construits de TCPL doit être soumis à des essais rigoureux avant sa mise en service, il existe un risque que sa capacité disponible ou son rendement soit inférieur aux prévisions, plus particulièrement au cours de sa première année d'exploitation.

Réglementation des marchés de l'électricité TCPL exerce ses activités sur le marché réglementé et sur le marché dérégulé de l'électricité. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation des centrales de TCPL. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, d'imputations inéquitables de coûts aux producteurs, et de tentatives par des tiers de prendre des mesures hors du marché visant l'obtention d'un excédent de production qui aurait des incidences négatives sur les prix à l'égard de la capacité de production, ou de l'électricité produite, ou des deux. En outre, les projets d'aménagement de TCPL sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. TCPL continue de surveiller les questions liées à la réglementation et à sa réforme, et d'y participer activement.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur d'autres risques et sur la gestion de ces risques dans l'entreprise d'énergie.

ÉNERGIE – PERSPECTIVES

TCPL présume que les résultats de ses activités du secteur de l'énergie en 2010 seront pour l'essentiel comparables à celles de 2009, et elles tiendront compte de l'incidence positive du résultat sur un exercice complet de Portlands Energy et de la première phase du projet éolien Kibby, ainsi que du résultat supplémentaire de Halton Hills et de la deuxième phase du projet éolien Kibby, dont la mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2010.

La société s'attend que les prix de la capacité dans le marché de la ville de New York, où est exploitée la centrale de Ravenswood, prennent de la vigueur sous l'impulsion de la mise hors service, prévue depuis longtemps et survenue à la fin de janvier 2010, d'une centrale appartenant à la New York Power Authority. L'incidence positive de la mise hors service de cette centrale pourrait être annulée en partie par certaines réductions de la demande dans ce marché compte tenu du ralentissement de l'économie et des investissements qui ont été effectués dans le domaine de l'efficacité énergétique dans la région.

Le climat économique actuel continue d'avoir des répercussions négatives sur la demande, la situation de trésorerie et les prix des marchés de produits de base où évolue l'entreprise d'énergie de TCPL. Il est prévu que le résultat des installations énergétiques de l'Ouest, de Bruce Power et des installations énergétiques des États-Unis subira, à court

terme, le contrecoup de l'arrivée à échéance de contrats de vente à terme existants puisque, de façon générale, les nouveaux contrats négociés le seraient à des prix inférieurs.

Même si TCPL a vendu à terme une part importante de la production de ses centrales et de celle prévue aux termes de CAE en Alberta, ainsi que de la capacité de ses installations de stockage de gaz naturel, le BAIIA de l'entreprise d'énergie en 2010 pourrait être modifié en cas de changements à des facteurs comme le prix de l'électricité sur le marché au comptant, les coûts thermiques, les conditions hydrologiques, les paiements de capacité, les écarts de stockage pour le gaz naturel et les arrêts d'exploitation imprévus. Le BAIIA à l'égard des activités de l'entreprise d'énergie en sol américain varie en outre au fil de l'évolution des taux de change.

La capacité disponible des centrales, les modifications aux règlements, les conditions météorologiques, les oscillations des monnaies et la stabilité générale du secteur de l'énergie constituent d'autres facteurs qui peuvent aussi influencer sur le BAIIA en 2010. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énergie – Risques d'entreprise » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces facteurs.

Dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations de l'entreprise d'énergie en 2009 ont totalisé 1,5 milliard de dollars. Dans l'ensemble, en 2010, pour la même entreprise, ces dépenses devraient être d'environ 1,3 milliard de dollars, y compris les apports de capitaux liés au projet de remise à neuf et en exploitation de Bruce A et la poursuite des travaux pour Coolidge, Cartier énergie éolienne, le projet éolien Kibby, Halton Hills et Oakville.

SIÈGE SOCIAL

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les pertes du BAII dans le secteur du siège social ont atteint 117 millions de dollars, contre 104 millions de dollars en 2008 et 102 millions de dollars en 2007. Les augmentations des pertes du BAII découlent principalement de la hausse des coûts des services de soutien compte tenu de l'accroissement des actifs.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

INTÉRÊTS DÉBITEURS			
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)			
	2009	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾	1 285	1 038	1 029
Intérêts divers et amortissement	59	65	–
Intérêts capitalisés	(358)	(141)	(68)
	986	962	961

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

Les intérêts débiteurs en 2009 ont atteint 986 millions de dollars, soit 24 millions de dollars de plus que les 962 millions de dollars inscrits en 2008. La progression des intérêts sur la dette à long terme découle de l'émission de nouveaux titres d'emprunt de 1,5 milliard de dollars US et 500 millions de dollars en août 2008, de 2,0 milliards de dollars US en janvier 2009, et de 700 millions de dollars en février 2009. De plus, le raffermissement du dollar US a fait augmenter les intérêts débiteurs en dollars américains en 2009. Ces hausses ont été annulées en partie par la capitalisation accrue des intérêts afin de financer le programme d'investissement élargi de la société compte tenu principalement de la construction du pipeline Keystone et de l'acquisition, en 2009, de la participation que détenait encore ConocoPhillips dans Keystone. Les intérêts débiteurs en 2009 ont profité de l'incidence favorable des moindres pertes attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés auxquels TCPL avait recours pour gérer le risque lié à la fluctuation des taux d'intérêt. En 2008, les intérêts débiteurs de 962 millions de dollars étaient de 1 million de dollars supérieurs à ceux inscrits en 2007 en raison des charges financières supérieures découlant du financement du programme d'investissement de la société en 2008, notamment en ce qui avait trait à l'acquisition de Ravenswood, ainsi que l'augmentation des pertes attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société avait

recours pour gérer le risque lié au relèvement des taux d'intérêt, qui avait été annulée par un accroissement de la capitalisation de l'intérêt à l'égard du financement d'un plus vaste programme d'investissement de la société.

En 2009, les intérêts créditeurs et autres produits ont atteint 119 millions de dollars, contre 42 millions de dollars en 2008 et 118 millions de dollars en 2007. L'accroissement de 77 millions de dollars en 2009 par rapport à 2008 est surtout attribuable à l'effet du fléchissement du dollar US tout au long de 2009 sur les soldes du fonds de roulement libellés en dollars US et à la hausse des gains à l'égard des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Une augmentation des intérêts créditeurs compte tenu d'un relèvement des soldes de caisse en 2009 comparativement à ceux de 2008 a été plus qu'annulée sous l'effet du recul des taux d'intérêt. En 2008, la diminution de 76 millions de dollars par rapport à 2007 avait surtout été le résultat de la baisse des gains à l'égard des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change ainsi qu'à un effet de recul compte tenu du raffermissement du dollar US tout au long de 2008.

Les impôts sur les bénéfices ont été respectivement de 376 millions de dollars, 591 millions de dollars et 483 millions de dollars en 2009, 2008 et 2007. Le recul 215 millions de dollars en 2009 par rapport à 2008 est principalement le résultat d'une diminution des bénéfices avant impôts, d'un plus grand allègement des impôts sur les bénéfices compte tenu des différences entre les taux d'imposition, ainsi que d'autres ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices en 2009, notamment de 30 millions de dollars à la suite de la réduction des taux d'imposition des sociétés en Ontario. L'accroissement de 108 millions de dollars de la charge fiscale en 2008 comparativement à 2007 était en majeure partie attribuable à des ajustements d'impôts sur les bénéfices positifs en 2007 et à un relèvement des bénéfices avant impôts en 2008.

En 2009, les participations sans contrôle se sont établies à 74 millions de dollars, contre 108 millions de dollars en 2008 et 75 millions de dollars en 2007. La baisse de 2008 à 2009 découle surtout de la tranche des participations sans contrôle à l'égard des règlements touchés par Portland en 2008 dans le cadre de la faillite de Calpine, neutralisée en partie par la progression du résultat de PipeLines LP et l'incidence du raffermissement du dollar US en 2009.

L'augmentation de 2008 sur 2007 était principalement attribuable à la tranche des participations sans contrôle à l'égard des règlements touchés par Portland en 2008 dans le cadre de la faillite de Calpine.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

La situation financière de TCPL et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long terme, en plus 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 continue d'être solide, appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, par des soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions de titres d'emprunt et d'actions ordinaires ainsi que par des marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars, 1,0 milliard de dollars US et 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, décembre 2012, décembre 2012 et février 2013. De plus, la quote-part de TCPL du solde disponible des facilités bancaires confirmées des sociétés affiliées exploitées par TCPL, dont les dates d'échéance vont de 2010 à 2012, était de 143 millions de dollars. La société exploitait des programmes de papier commercial au Canada et disposait, au 31 décembre 2009, de fonds de 2,0 milliards de dollars et 4,0 milliards de dollars US, respectivement 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.

RÉSUMÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	3 044	2 992	2 603
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(88)	128	63
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 956	3 120	2 666

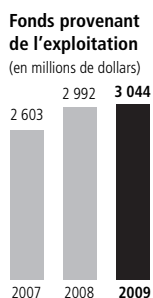
⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation.

POINTS SAILLANTS*Activités d'investissement*

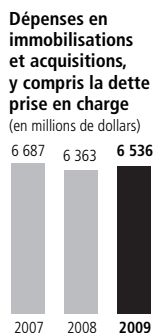
- Pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009, les dépenses en immobilisations et les acquisitions, y compris les dettes prises en charge, ont totalisé environ 20 milliards de dollars.

Dividendes

- Le 22 février 2010, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2010, un dividende d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2010. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

FLUX DE TRÉSORERIE ET RESSOURCES EN CAPITAL*Fonds provenant de l'exploitation*

Les fonds provenant de l'exploitation en 2009 ont atteint 3,0 milliards de dollars, contre 3,0 milliards de dollars en 2008 et 2,6 milliards de dollars en 2007. Les fonds provenant de l'exploitation en 2009 ont été comparables à ceux de 2008, car le résultat accru en 2009, déduction faite des cotisations au régime de retraite supérieures, était comparable au résultat plus élevé en 2008 compte tenu des règlements de 152 millions de dollars après les impôts dans le cadre de la faillite de Calpine en 2008. L'entreprise d'énergie et les règlements dans le cadre de la faillite de Calpine avaient été les principales causes de la progression de 2007 à 2008.

Activités d'investissement

Les dépenses en immobilisations ont atteint 5,4 milliards de dollars en 2009, contre 3,1 milliards de dollars en 2008 et 1,7 milliard de dollars en 2007. En 2009 et 2008, les dépenses visaient surtout les travaux d'aménagement du pipeline Keystone, ceux de remise à neuf et en service à Bruce A, ainsi que d'autres chantiers devant aboutir à de nouveaux pipelines et de nouvelles centrales, sans oublier l'agrandissement et l'entretien de pipelines existants. Plus précisément, en 2009, la société a engagé des coûts de 3,3 milliards de dollars pour Keystone, dont quelque 400 millions de dollars liés à l'agrandissement sur la côte du golfe du Mexique. Les dépenses en immobilisations en 2007 avaient été affectées principalement à la remise à neuf et en service de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales au Canada, ainsi qu'à des projets d'entretien et d'ajout à la capacité dans l'entreprise de pipelines.

En août 2009, la société a acheté la participation restante d'environ 20 % de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 553 millions de dollars US et de la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de

dollars US. En 2009, les acquisitions comprenaient également les augmentations antérieures de la participation dans Keystone aux dépens de ConocoPhillips dont il est question plus loin. Keystone appartient maintenant à 100 % à TCPL.

En 2008, TCPL avait conclu une entente avec ConocoPhillips dans le but de hausser sa participation en actions dans Keystone et ainsi la porter de 50 % à environ 80 %, la participation en actions de ConocoPhillips dans Keystone étant par le fait même ramenée de 50 % à environ 20 %. En 2008 et avant août 2009, TCPL a financé 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux cumulatifs des participants au projet soient conformes à leurs participations révisées. En 2009, avant le mois d'août, TCPL a financé les apports de capitaux pour Keystone à hauteur de 1,3 milliard de dollars, ce qui a été à l'origine de l'acquisition, par la société, d'une participation supplémentaire d'environ 18 % en contrepartie de 313 millions de dollars. En 2008, la société avait financé les apports de capitaux à hauteur de 362 millions de dollars, ce qui avait été à l'origine de l'acquisition d'une participation supplémentaire d'environ 12 % en contrepartie de 176 millions de dollars. En août 2009 et au 31 décembre 2008, la participation de TCPL était respectivement d'environ 80 % et 62 %.

Le 26 août 2008, TCPL avait acquis de National Grid plc la centrale de Ravenswood en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US.

En 2007, TCPL avait acquis ANR et une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes en versant 3,4 milliards de dollars US à El Paso Corporation, ce qui comprenait un montant de 491 millions de dollars US pour la dette à long terme prise en charge. PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation la tranche restante de 46,4 % dans Great Lakes au prix de 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge.

Activités de financement

En 2009, TCPL a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 3,3 milliards de dollars et sa quote-part des titres d'emprunt à long terme émis par les coentreprises était de 226 millions de dollars. Toujours en 2009, la société a réduit sa dette à long terme de 1,0 milliard de dollars, sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises de 246 millions de dollars et les billets à payer de 244 millions de dollars. Ces activités de financement sont en partie décrites plus loin.

Au 31 décembre 2009, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisant 5,2 milliards de dollars à l'appui de ses programmes de papier commercial et à des fins générales. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

- une facilité de crédit de TCPL renouvelable consortiale confirmée de 2,0 milliards de dollars échéant en décembre 2012 à l'appui du programme de papier commercial de TCPL; cette facilité était entièrement accessible au 31 décembre 2009;
- une facilité de crédit renouvelable consortiale confirmée de 300 millions de dollars US, garantie par TransCanada, échéant en février 2013 qui fait partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA ») dont il est question plus loin sous la rubrique « Activités de financement – Dette à long terme en 2007 » et dont tous les fonds avaient été prélevés au 31 décembre 2009;
- une facilité de crédit de TransCanada Keystone Pipeline, L.P. renouvelable consortiale confirmée de 1,0 milliard de dollars US, garantie par TCPL, échéant en novembre 2010, mais dont l'échéance peut être reportée à novembre 2011 au gré de l'emprunteur, à l'appui d'un programme de papier commercial consacré au financement d'une partie des dépenses de Keystone et à des fins générales du partenariat Keystone; cette facilité était entièrement accessible au 31 décembre 2009;
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 1,0 milliard de dollars US de TCPL USA mise en place au quatrième trimestre de 2009, échéant en décembre 2012, avec possibilité de renouvellement pour un an au gré de l'emprunteur; cette facilité, garantie par TransCanada, était entièrement accessible au 31 décembre 2009 et servira à financer en partie le programme d'investissement de la société ainsi qu'à des fins générales;
- des marges à vue totalisant 805 millions de dollars pour l'émission de lettres de crédit et des liquidités supplémentaires, utilisées par la société dans une mesure de quelque 467 millions de dollars pour des lettres de crédit au 31 décembre 2009.

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

En juillet 2009, TCPL a vendu North Baja à PipeLines LP. Dans le cadre de l'opération, TCPL a convenu de modifier ses droits de distribution incitatifs auprès de PipeLines LP. La contrepartie totale remise à TCPL par PipeLines LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait 200 millions de dollars US sous forme d'encaisse et 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. PipeLines LP a partiellement financé cette opération en prélevant 170 millions de dollars US sur sa facilité de crédit bancaire confirmée de 250 millions de dollars US, ce qui a haussé à 42,6 % la participation de TCPL dans PipeLines LP. Par la suite, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été ramenée à 38,2 % en raison de l'émission publique de parts ordinaires par PipeLines LP, comme il en est fait mention plus loin sous la rubrique « Activités de financement – Capitaux propres en 2009 ».

Financement par emprunt d'apparentés

Les opérations entre apparentés consistent en des montants à rembourser par ou à recevoir de TransCanada ainsi que des intérêts créditeurs et des intérêts débiteurs courus.

Au 31 décembre 2009, TransCanada avait émis des billets à escompte en faveur de TCPL d'un montant de 2,0 milliards de dollars (1,5 milliard de dollars en 2008). Ces billets sont assortis d'un taux d'intérêt équivalent aux taux du papier commercial en vigueur, ils échoient en juin 2010 et ils ont été affectés à des fins générales.

TransCanada a établi auprès de TCPL une facilité de crédit non garantie de 2,5 milliards de dollars, portant intérêt au taux préférentiel de Reuters ou au taux des acceptations bancaires majoré de 65 points de base, au gré de TCPL. Les fonds avancés aux termes de cette facilité de crédit peuvent être affectés au remboursement de la dette ou aux contributions de commandité dans Bruce A ou encore aux fonds de roulement et autres fins générales. Au 31 décembre 2009, l'encours de cette facilité était de 2,1 milliards de dollars (1,6 milliard de dollars en 2008). L'accord échoit le 15 décembre 2012.

En juin 2009, TCPL a augmenté le montant d'une facilité de crédit renouvelable et remboursable à vue établie à des fins générales auprès de TransCanada d'un montant de 1,5 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars US. Cette facilité porte intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada ou au taux de base annuel des États-Unis. Au 31 décembre 2009, le solde impayé de cette facilité était de 1,1 milliard de dollars (200 millions de dollars en 2008).

En 2009, les intérêts débiteurs comprenaient des intérêts débiteurs de 52 millions de dollars (76 millions de dollars en 2008; 72 millions de dollars en 2007) et des intérêts créditeurs de 20 millions de dollars (55 millions de dollars en 2008; 30 millions de dollars en 2007) en raison des opérations conclues avec TransCanada. Au 31 décembre 2009, les créditeurs comprenaient des intérêts de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2008) à payer à TransCanada et des intérêts de 3 millions de dollars (12 millions de dollars en 2008) à recevoir de TransCanada.

Activités de financement – Dette à court terme

En juin 2008, TCPL avait conclu un accord avec un consortium bancaire pour mettre en place un prêt-relais confirmé non garanti d'un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US. Cette facilité était renouvelable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois. En août 2008, la société avait affecté 255 millions de dollars US de cette facilité au financement d'une partie de l'acquisition de Ravenswood et elle avait annulé le reste des fonds confirmés. En février 2009, le montant de 255 millions de dollars US a été remboursé et la facilité a été annulée.

Activités de financement – Dette à long terme en 2009

En décembre 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable de base permettant l'émission de titres d'emprunt aux États-Unis pour un montant de 4,0 milliards de dollars US. Ce prospectus a remplacé le prospectus préalable de base de 3,0 milliards de dollars US qui avait été déposé en janvier 2009 et sur lequel un montant de 1,0 milliard de dollars US n'avait pas encore été prélevé. Aucune émission n'a été effectuée aux termes du prospectus préalable de base de décembre 2009.

En avril 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable de base canadien prévoyant l'émission de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars qui visait à remplacer le prospectus préalable de base canadien de mars 2007, échu en avril 2009, pour l'émission de billets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars. Aucune émission n'a été effectuée aux termes du prospectus préalable de base d'avril 2009.

En février 2009, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Le produit a servi à financer les bases tarifaires du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. Ces billets ont été émis par la voie d'un supplément de fixation du prix aux termes d'un prospectus préalable de base d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé au Canada en mars 2007.

En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et 7,625 %. Le produit a été affecté au financement partiel d'autres projets d'investissement de TCPL, au remboursement d'emprunts arrivant à échéance ainsi qu'à des fins générales. Ces billets ont été émis par la voie d'un supplément au prospectus préalable de base d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé par TCPL en janvier 2009.

En septembre 2009, TQM a émis pour une valeur de 75 millions de dollars d'obligations échéant en septembre 2014 et portant intérêt à 4,05 %.

En août 2009, Northern Border a émis pour une valeur de 100 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en août 2016 et portant intérêt à 6,24 %.

En mai 2009, Iroquois a émis pour une valeur de 140 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en mai 2019 et portant intérêt à 6,63 %.

En octobre 2009, la société a racheté pour 250 millions de dollars de débetures à 10,625 %.

En février 2009, la société a racheté des billets à moyen terme à 4,10 % d'un montant de 200 millions de dollars.

En janvier 2009, la société a racheté des billets à moyen terme à 6,49 % d'un montant de 227 millions de dollars US.

En septembre 2009, Northern Border a racheté des billets de premier rang à 7,75 % d'un montant de 200 millions de dollars US.

En août 2009, TQM a racheté des obligations de la série H à 6,50 % d'un montant de 100 millions de dollars.

Activités de financement – Dette à long terme en 2008

En 2008, TCPL avait émis des titres d'emprunt à long terme pour un montant de 2,2 milliards de dollars et avait augmenté la valeur de ses billets à payer de 1,7 milliard de dollars et sa quote-part des nouveaux titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises était de 173 millions de dollars. En outre, la société avait réduit sa dette à long terme de 840 millions de dollars et sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises de 120 millions de dollars. Ces activités de financement sont en partie décrites plus loin.

En août 2008, TCPL avait émis pour une valeur de 500 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en août 2013 et portant intérêt à 5,05 %. Le produit avait servi à financer en partie le programme d'investissement du réseau de l'Alberta et à des fins générales. Ces billets avaient été émis par la voie d'un supplément de fixation du prix aux termes du prospectus préalable de base d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé au Canada en mars 2007.

Aussi en août 2008, TCPL avait émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 850 millions de dollars US et de 650 millions de dollars US échéant respectivement en août 2018 et août 2038 et portant intérêt aux taux respectifs de 6,50 % et 7,25 %. Le produit de ces billets avait servi à financer en partie l'acquisition de Ravenswood ainsi qu'à des fins générales. Ces billets avaient été émis au moyen d'un supplément à un prospectus préalable de base d'une valeur de 2,5 milliards de dollars US déposé en septembre 2007 et dont le solde intégral avait été prélevé après ces émissions.

En juin 2008, la société avait racheté pour 256 millions de dollars de billets à moyen terme à 5,84 % et une débenture de 100 millions de dollars à 11,85 %. En janvier 2008, la société avait racheté pour 105 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,0 %.

Activités de financement – Dette à long terme en 2007

En 2007, TCPL avait émis des titres d'emprunt à long terme pour un montant de 2,6 milliards de dollars ainsi que des billets subordonnés de rang inférieur d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US, et la valeur de sa quote-part des nouveaux titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises était de 142 millions de dollars. Par ailleurs, la société avait réduit sa dette à long terme de 1,1 milliard de dollars, ses billets à payer de 412 millions de dollars et sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises de 157 millions de dollars. Ces activités de financement sont en partie décrites plus loin.

En octobre 2007, TCPL avait émis pour une valeur de 1,0 milliard de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant le 15 octobre 2037 et portant intérêt à 6,2 %. Ces billets avaient été émis aux termes d'un prospectus préalable de base d'une valeur de 2,5 milliards de dollars US déposé par TCPL en septembre 2007.

En juillet 2007, TCPL avait exercé son droit de rachat à l'égard des titres privilégiés au taux de 8,25 % d'un montant de 460 millions de dollars US échéant en 2047. Les titres en question avaient été rachetés au comptant et à leur valeur nominale, tel qu'il en avait été convenu dans le cadre d'un règlement conclu à l'égard du réseau principal au Canada. Le gain de change réalisé au rachat des titres sera graduellement remis aux expéditeurs du réseau principal au Canada au cours de la période quinquennale du règlement.

En avril 2007, TCPL avait émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échéant en 2067 et portant intérêt au taux de 6,35 % jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable correspondant au TIOI sur trois mois majoré de 221 points de base. Les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés à tous les titres d'emprunt de premier rang existants et futurs de TCPL, en termes réels à l'ensemble des titres d'emprunt et des autres obligations de TCPL, et ils sont rachetables au gré de TCPL en tout temps à compter du 15 mai 2017 au montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du rachat. Ces billets avaient été émis par la voie d'un supplément à un prospectus préalable de base américain déposé en mars 2007.

Toujours en avril 2007, Northern Border avait fait passer sa facilité de crédit bancaire d'une durée de cinq ans de 175 millions de dollars US à 250 millions de dollars US. Une partie de la facilité bancaire avait servi au refinancement de billets de premier rang de 150 millions de dollars US échus en mai 2007, le solde pouvant servir au financement de l'exploitation courante de Northern Border.

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

En février 2007, TCPL USA avait mis en place une facilité de crédit confirmée et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US échéant en 2012 et d'une facilité de crédit renouvelable et prorogable de 300 millions de dollars US échéant en février 2013. La société avait prélevé 1,0 milliard de dollars US sur cette facilité et encore 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR et une participation supplémentaire dans Great Lakes ainsi que pour investir des sommes supplémentaires dans PipeLines LP en 2007. Cette facilité est garantie par TransCanada. Le solde impayé du prêt à terme était de 700 millions de dollars US aux 31 décembre 2009 et 2008.

Également en février 2007, PipeLines LP avait augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité étaient passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, sous forme d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, et dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang avait été annulée au moment de la clôture de l'acquisition de Great Lakes. Au 31 décembre 2009, la société avait prélevé 475 millions de dollars US aux termes de l'emprunt à terme de premier rang. La facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US échoit en décembre 2011.

En octobre 2007, la société avait racheté pour 150 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,15 %. En février 2007, la société avait racheté des billets à moyen terme à 6,05 % d'un montant de 275 millions de dollars.

Activités de financement – Capitaux propres en 2009

En 2009, TCPL a émis 51,5 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,7 milliard de dollars. Le produit de ces émissions a servi à financer en partie des projets d'investissement, à des fins générales et au remboursement d'emprunts à court terme.

Le 19 novembre 2009, PipeLines LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 5 millions de parts ordinaires au prix de 38,00 \$ US la part pour un produit net à PipeLines LP de 182 millions de dollars US. Un apport supplémentaire de 4 millions de dollars US de TCPL lui a servi à maintenir sa participation de commandité mais non à acheter de nouvelles parts. À la conclusion de ce placement, la participation de TCPL dans PipeLines LP était de 38,2 %.

Depuis 2007, le conseil d'administration de TransCanada permet l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte à l'intention des participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RDA ») de TransCanada. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions privilégiées de TCPL de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires de TransCanada. Les actions du RDA sont proposées aux participants à un escompte sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. L'escompte a été établi à 2 % à partir du dividende payable en avril 2007 et il a été porté à 3 % pour les dividendes payables à compter de janvier 2009. Avant avril 2007, les actions achetées par TransCanada sur le marché libre étaient fournies aux participants au RDA au prix coûtant. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

Activités de financement – Capitaux propres en 2008

En 2008, TCPL a émis 66,3 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 2,4 milliards de dollars. Le produit a servi à financer en partie ses projets d'investissement, y compris Keystone, aux fins générales de la société et au remboursement de la dette à court terme.

Activités de financement – Capitaux propres en 2007

En 2007, TCPL avait émis 48,2 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,8 milliard de dollars. Ce produit avait servi à financer l'acquisition d'ANR et de Great Lakes.

En février 2007, PipeLines LP avait réalisé un placement privé de 17,4 millions de parts ordinaires au prix d'achat de 34,57 \$ US la part. TCPL a acheté une tranche de 50 % des parts en contrepartie de 300 millions de dollars US et a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. Au total, le placement privé et l'investissement supplémentaire de TCPL avaient donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP, produit qui avait servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes.

Dividendes

En 2009, des dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées s'élevant à 998 millions de dollars (817 millions de dollars en 2008; 725 millions de dollars en 2007) ont été versés. L'augmentation des dividendes versés d'un exercice à l'autre est principalement le résultat de l'accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation.

Le 22 février 2010, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2010, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2010. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Cotes d'émetteur

La cote d'émetteur accordée à TCPL par Moody's Investors Service (« Moody's ») est Baa1, avec perspectives stables. Le 30 septembre 2009, DBRS et Standard & Poor's (« S&P ») ont attribué respectivement les cotes Pdf-2 (bas) et P-2 aux actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 1 de TransCanada, et dans le cadre de l'émission des actions privilégiées, S&P a attribué à TransCanada la cote de crédit à long terme A – avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et S&P accordent aux titres d'emprunt non garantis de premier rang de TCPL sont respectivement A, avec perspectives stables, A3, avec perspectives stables, et A –, avec perspectives stables.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Obligations et engagements

Au 31 décembre 2009, le total de la dette à long terme de la société était de 16,7 milliards de dollars, auquel montant s'ajoutaient des billets subordonnés de rang inférieur de 1,0 milliard de dollars, contre une dette à long terme totale de 16,2 milliards de dollars et des billets subordonnés de rang inférieur de 1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2008. La quote-part de TCPL du total des titres d'emprunt des coentreprises, y compris les obligations au titre de contrats de location-acquisition, était de 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2009, contre 1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2008. Le total des billets à payer, y compris la quote-part de TCPL des billets à payer des coentreprises, atteignait 1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008. TCPL a fourni certaines garanties au prorata en ce qui a trait aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power ainsi qu'à l'exécution des obligations de cette dernière et d'autres entités détenues partiellement.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)

	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme ⁽¹⁾	18 443	677	2 240	1 930	13 596
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	222	13	33	43	133
Contrats de location-exploitation ⁽²⁾	862	74	150	147	491
Obligations d'achats	11 882	3 433	2 963	1 502	3 984
Autres passifs à long terme figurant au bilan	2 738	14	2 099	35	590
	34 147	4 211	7 485	3 657	18 794

⁽¹⁾ Comprend les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à long terme des coentreprises, à l'exclusion des obligations au titre des contrats de location-acquisition.

⁽²⁾ Représente, déduction faite des encaissements de sous-location, les versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel. Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement allant de un à dix ans.

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation et les CAE ont été en partie sous-louées à des tiers selon des modalités semblables. Les paiements à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus dans les contrats de location-exploitation du tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quote-part de TCPL de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2009 était de 384 millions de dollars (398 millions de dollars en 2008; 391 millions de dollars en 2007).

Au 31 décembre 2009, les remboursements prévus de capital et les paiements d'intérêt liés à la dette à long terme et à la quote-part de la société de la dette à long terme des coentreprises sont indiqués ci-après.

REMBOURSEMENTS DE CAPITAL

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)

	Paiements en fonction de l'échéance				
	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Montant à payer à TransCanada Corporation	2 069	–	2 069	–	–
Dette à long terme	16 664	478	2 099	1 879	12 208
Billets subordonnés de rang inférieur	1 036	–	–	–	1 036
Dette à long terme des coentreprises	743	199	141	51	352
	20 512	677	4 309	1 930	13 596

PAIEMENTS D'INTÉRÊT

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)

	Paiements en fonction de l'échéance				
	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Montant à payer à TransCanada Corporation	79	26	53	–	–
Dette à long terme	16 625	1 120	2 127	1 960	11 418
Billets subordonnés de rang inférieur	498	66	133	133	166
Dette à long terme des coentreprises	305	46	73	65	121
	17 507	1 258	2 386	2 158	11 705

Au 31 décembre 2009, les obligations d'achat futures de la société s'établissent approximativement de la façon précisée ci-après.

OBLIGATIONS D'ACHAT⁽¹⁾					
Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)					
	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Pipelines					
Transport par des tiers ⁽²⁾	693	243	281	104	65
Dépenses en immobilisations ⁽³⁾⁽⁴⁾	2 043	1 417	621	5	–
Autres	67	8	12	10	37
Énergie					
Achats de produits de base ⁽⁵⁾	6 533	877	1 235	1 189	3 232
Dépenses en immobilisations ^{(3),(6)}	1 341	745	596	–	–
Autres ⁽⁷⁾	1 161	117	209	188	647
Siège social					
Technologie de l'information et autres	44	26	9	6	3
	11 882	3 433	2 963	1 502	3 984

⁽¹⁾ Les montants dans ce tableau ne tiennent compte ni de la capitalisation des régimes de retraite, ni du financement de l'APG.

⁽²⁾ Les taux sont fondés sur les niveaux connus pour 2010. Au-delà de 2010, les taux de demande sont sujets à changement. Les obligations d'achat dans le tableau sont fondées exclusivement sur les volumes de la demande connus ou visés par des contrats et ne tiennent pas compte des charges liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

⁽³⁾ Les montants sont des estimations qui fluctuent selon le moment de la construction et les améliorations apportées au projet. La société prévoit financer les projets d'investissement au moyen des fonds provenant de l'exploitation et, s'il est nécessaire, au moyen de nouveaux titres d'emprunt et de capitaux propres.

⁽⁴⁾ Les dépenses en immobilisations sont principalement liées aux coûts de construction de Keystone, du couloir centre-nord, de Guadalajara, de Bison et d'autres projets pipeliniers.

⁽⁵⁾ Les achats de produits de base comportent des éléments fixes et d'autres qui sont variables. Ces derniers sont des estimations qui fluctuent selon la production de la centrale, les prix du marché et les tarifs réglementés.

⁽⁶⁾ Les dépenses en immobilisations sont principalement liées à la part revenant à TCPL des coûts de construction et d'aménagement d'Oakville, de Bruce Power, de Coolidge, de Halton Hills et de la deuxième phase du projet éolien Kibby.

⁽⁷⁾ Comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés, et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport.

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires. Il est question des engagements futurs possibles sous les rubriques « Pipelines – Possibilités et faits nouveaux » et « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

En 2010, TCPL s'attend à capitaliser ses régimes de retraite à prestations déterminées pour environ 115 millions de dollars et ses autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi, son régime d'épargne et son régime de retraite à cotisations déterminées, dans une mesure d'environ 28 millions de dollars. Ces montants représentent une diminution totale de 168 millions de dollars par rapport à la capitalisation de 2009, principalement attribuable au rendement bien supérieur des placements et à des antécédents du risque différents des attentes. En 2010 toujours, la quote-part de TCPL des contributions à la capitalisation attendues des coentreprises à l'égard de leurs propres régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se situe respectivement à environ 57 millions de dollars et 6 millions de dollars, contre des contributions totales de 54 millions de dollars en 2009.

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société aura été effectuée au 1^{er} janvier 2011. TCPL prévoit que la capitalisation requise pour ces régimes continuera de se situer au niveau prévu pour 2010 pendant encore plusieurs années de manière à amortir les déficits de solvabilité et à parer aux coûts habituels. Il est prévu aussi que le coût net des avantages sociaux pour la société en 2010 augmentera quelque peu par rapport à 2009. Toutefois, les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront de divers facteurs, notamment des rendements des placements futurs obtenus pour les actifs du régime, des taux d'intérêt, des modifications à la conception du régime et aux hypothèses actuarielles, des antécédents du risque réels pour le régime par rapport aux projections, ainsi que des modifications aux règlements et aux lois portant sur les régimes de retraite. Les accroissements requis du niveau de capitalisation du régime ne devraient pas avoir d'incidences importantes sur la situation de trésorerie de la société.

Bruce Power

Bruce A a pris des engagements envers des tiers fournisseurs dans le contexte de la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2. La quote-part de TCPL au titre de ces engagements, sur une période de deux ans se terminant le 31 décembre 2011, totalise 295 millions de dollars.

Aboriginal Pipeline Group

Conformément à l'accord conclu avec l'APG, TCPL a convenu de financer ce dernier pour sa part d'un tiers des coûts de conception préalable du projet de GVM. Cumulativement, ces coûts sont actuellement évalués à un montant entre 150 millions de dollars et 200 millions de dollars, selon le rythme d'élaboration du projet. Au 31 décembre 2009, la société avait avancé un montant de 143 millions de dollars. L'entente est décrite plus en détail sous la rubrique « Pipelines – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2009, la société avait constaté des passifs de quelque 67 millions de dollars à l'égard de l'estimation qu'elle avait faite du montant qu'elle prévoit engager pour remettre certains lieux en état. Cependant, de nouvelles évaluations et la poursuite des travaux de remise en état pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TCPL et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de 2018 à perpétuité. En outre, TCPL et BPC ont garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'OEO et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Ces garanties ont été fournies dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005 et leurs durées s'étendent jusqu'à 2018 et 2019. Dans sa décision rendue en 2009 de renouveler les permis d'exploitation de Bruce Power, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a décrété qu'il n'était plus nécessaire que les principaux associés de Bruce Power, y compris TCPL, fournissent des garanties financières à Bruce Power à l'appui de ses obligations aux termes des permis. Au 31 décembre 2009, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant du reste des garanties pour Bruce A et Bruce B était évaluée à environ 741 millions de dollars. La juste valeur estimative de ces garanties pour Bruce Power est de 82 millions de dollars. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit (i) conjointement ou solidairement, (ii) conjointement ou (iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2009, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 351 millions de dollars à un maximum de 632 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties est estimée à 9 millions de dollars, chiffre qui a été inclus dans les montants reportés. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par

TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité. Les activités de gestion des risques de TCPL ont pour objectif de protéger le bénéficiaire, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et de la vérification interne. Le comité de vérification du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité de vérification est appuyé à ce titre par le personnel de vérification interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

La société aménage d'importants projets d'infrastructures ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui influent sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques en général afin de gérer les risques de marché qui découlent de ces activités. Les contrats d'instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de marché sont généralement constitués de ce qui suit :

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

Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité, du gaz naturel et des produits pétroliers. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour atténuer ces risques, notamment :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer le risque lié au prix de son portefeuille d'actifs.
- La société achète une partie du gaz naturel et des produits pétroliers requis pour ses centrales électriques ou elle conclut des contrats visant le rendement thermique qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même. Pour répondre à ses besoins en

électricité, la société achète une grande partie de l'électricité requise pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité conformément à des contrats à terme ou la produit elle-même, ce qui lui permet de réduire son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.

- Pour gérer les risques de prix auxquels elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, en ayant recours à des instruments financiers dérivés.

La société évalue les contrats de produits de base et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer le risque lié au prix des produits de base afin de déterminer le traitement comptable qui convient. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer si ces contrats ou certains de leurs aspects répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société pour ce qui est des achats, des ventes ou de la consommation intermédiaire. Certains autres contrats ne sont pas visés par la portée du chapitre 3855 puisqu'il est jugé qu'ils répondent à d'autres critères d'exemption.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes pourraient ne pas être représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Au 31 décembre 2009, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 73 millions de dollars (76 millions de dollars en 2008). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif en 2009 a donné lieu à un gain non réalisé net avant les impôts de 3 millions de dollars (perte non réalisée de 7 millions de dollars en 2008; néant en 2007), qui a été constaté en tant qu'augmentation des produits et des stocks. En 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à une perte non réalisée nette de 2 millions de dollars avant les impôts (gain non réalisé de 7 millions de dollars en 2008; gain non réalisé de 10 millions de dollars en 2007), montant qui a été constaté dans les produits.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt sur le marché.

Étant donné qu'une partie du résultat de TCPL provenant des activités des secteurs des pipelines et de l'énergie est générée principalement en dollars US, l'oscillation du dollar canadien comparativement au dollar US peut influencer sur le résultat de TCPL. L'incidence des variations des taux de change est atténuée par le fait que certains coûts liés à la dette et au financement sont libellés en dollars US et par les activités de couverture de la société. Le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée est actuellement supérieur à ce qu'il était antérieurement, compte tenu de l'expansion marquée de ses activités aux États-Unis, annulée en partie par l'accroissement de la dette libellée en dollars US.

TCPL gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations libellées dans cette devise ainsi que le risque de taux d'intérêt touchant l'exploitation du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta et de Foothills en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance. Ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

La dette de la TCPL est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Sur une base consolidée, l'incidence des variations du dollar US sur le résultat des installations des secteurs des pipelines et de l'énergie qui se trouvent en sol américain est annulée en grande partie par l'incidence sur les intérêts débiteurs en dollars US. Le risque net en découlant est géré au moyen d'instruments dérivés, ce qui réduit l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change.

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 31 décembre 2009, 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 7,9 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) (7,2 milliards de dollars (5,9 milliards de dollars US) en 2008) et une juste valeur de 9,8 milliards de dollars (9,3 milliards de dollars US) (5,9 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US) en 2008). Au 31 décembre 2009, un montant de 96 millions de dollars a été inclus dans les actifs incorporels et autres (254 millions de dollars dans les montants reportés en 2008) pour la juste valeur des contrats à terme, des swaps et des options 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 :

Actif (passif) Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2009		2008	
	Juste valeur⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2010 à 2014)	86	1 850 US	(218)	1 650 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2010)	9	765 US	(42)	2 152 US
Options en dollars US (échéant en 2010)	1	100 US	6	300 US
	96	2 715 US	(254)	4 102 US

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

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence découlant de son exposition au risque de marché sur ses positions liquides ouvertes. La VaR permet d'estimer la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel et un intervalle de confiance déterminés. La VaR calculée et utilisée par TCPL tient compte d'une probabilité de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions liquides ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. La méthode de VaR est fondée sur des statistiques et des probabilités qui tiennent compte de la volatilité du marché ainsi que de la diversification du risque en constatant des positions compensatrices et des corrélations entre certains produits et marchés. Les risques sont mesurés pour tous les produits et marchés, et les mesures de risque sont cumulées pour établir un seul nombre de VaR.

Il n'existe actuellement, au sein de l'industrie, aucune méthodologie uniforme d'estimation de la VaR. Le recours à la VaR comporte certaines restrictions, puisque cette méthode est fondée sur les corrélations et la volatilité historiques des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change et qu'elle présume que les mouvements de prix futurs suivront une distribution statistique. 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.

L'estimation de la VaR faite par TCPL englobe les filiales en propriété exclusive et elle tient compte des risques pertinents liés à chaque marché ou entité commerciale. Le secteur des pipelines n'est pas inclus dans ce calcul, puisque le fait que l'entreprise de pipelines soit assujettie à la réglementation des tarifs réduit l'incidence des risques de marché. Le conseil d'administration de TCPL a établi une limite de la VaR qui est évaluée régulièrement dans le cadre de la politique de gestion des risques de la société. La VaR consolidée de TCPL était de 12 millions de dollars au 31 décembre 2009 (23 millions de dollars en 2008). Le recul depuis le 31 décembre 2008 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente les pertes financières que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de crédit lié aux contreparties est géré par l'utilisation de techniques de gestion du crédit déterminées, y compris l'exécution d'évaluations financières et autres visant à établir et à surveiller la solvabilité d'une contrepartie, l'établissement des limites de risque, le contrôle des risques en regard de ces limites, le recours à des accords de compensation cadre et l'obtention de garanties financières lorsque les circonstances le justifient. En règle générale, ces assurances financières comprennent des garanties, des lettres de crédit et des sommes au comptant. La société surveille et gère assidûment la concentration du risque de crédit lié aux contreparties. La société croit que ces mesures minimisent son risque de contrepartie, mais il n'y a aucune certitude qu'elles la protégeront contre toutes les pertes importantes.

À la date du bilan, le risque de contrepartie maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers correspondait principalement à des actifs financiers autres que des instruments dérivés, tels que les débiteurs, les prêts et les billets à recevoir, ainsi qu'à la juste valeur des instruments dérivés compris dans les actifs. À l'intérieur de ces soldes, la société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 décembre 2009, il n'y avait aucun montant important exigible ou représentant une perte de valeur.

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers lui fournissent des marges de crédit confirmées et des facilités de dépôt au comptant ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolubles.

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

Certaines filiales de Calpine se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions ordinaires et de 6,1 millions d'actions ordinaires de Calpine, représentant environ 85 % des réclamations convenues. En 2008, ces actions ont été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à des gains totaux de 279 millions de dollars avant les impôts. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils ont été transmis aux expéditeurs de ces réseaux sous forme de droits réduits en 2008 et 2009.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que TCPL ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. La société gère le risque d'illiquidité en s'assurant qu'elle dispose toujours des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour respecter ses engagements à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles, sans devoir subir des pertes inacceptables ni nuire à sa réputation.

La direction établit continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer ses besoins en financement. Un amalgame de facilités de crédit confirmées et de marges de crédit à vue ainsi que l'accès aux marchés financiers permettent de gérer ces besoins, ainsi qu'il en est question sous la rubrique « Gestion des capitaux » figurant ci-dessous :

Au 31 décembre 2009, les marges de crédit bancaire renouvelables confirmées de la société s'établissaient à 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars, 1,0 milliard de dollars US et 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, décembre 2012, décembre 2012 et février 2013. Au 31 décembre 2009, la facilité de 300 millions de dollars US avait été utilisée en totalité et aucun autre prélèvement n'avait été effectué sur les autres facilités. La société continue de bénéficier d'un accès ininterrompu au marché de papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles.

La société a accès aux marchés financiers aux termes des prospectus suivants :

- En décembre 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable de base de 4,0 milliards de dollars US lui permettant d'émettre aux États-Unis des titres d'emprunt pour un montant à concurrence de 4,0 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2009, aucune émission n'avait été effectuée aux termes du prospectus préalable de base.
- En avril 2009, TCPL a déposé au Canada un prospectus préalable de base au Canada prévoyant l'émission de billets à moyen terme d'une valeur de 2,0 milliards de dollars. Au 31 décembre 2009, aucune émission n'a été effectuée aux termes de ce prospectus préalable de base.

Gestion des capitaux

Le principal objectif de la gestion des capitaux est d'assurer que TCPL profite de cotes de crédit élevées à l'appui de ses activités et pour maximiser la valeur pour les actionnaires. Pour l'essentiel, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2009 n'ont pas été modifiés depuis l'exercice précédent.

TCPL gère sa structure du capital d'une manière qui concorde avec les caractéristiques des risques inhérents aux actifs sous-jacents. La direction de la société estime que sa structure du capital est composée de la dette nette, des participations sans contrôle et des capitaux propres attribuables aux actionnaires. La dette nette est constituée des billets à payer, de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La dette nette comprend exclusivement les obligations que la société contrôle et gère.

Par conséquent, elle ne comprend pas la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les billets à payer et la dette à long terme des coentreprises de TCPL. La structure du capital de la société s'établit comme suit :

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Billets à payer	1 678	1 685
Montants nets à rembourser à TransCanada	1 224	292
Dette à long terme	16 664	16 154
Billets subordonnés de rang inférieur	1 036	1 213
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(878)	(1 109)
Dette nette	19 724	18 235
Participations sans contrôle	785	805
Capitaux propres	14 872	12 963
Total des capitaux propres	15 657	13 768
Total des capitaux	35 381	32 003

Justes valeurs

La valeur comptable de certains instruments financiers comprise dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres, les montants à payer et à recevoir de TransCanada Corporation, les billets à payer, les créditeurs, les intérêts courus et les montants reportés se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou qu'ils échoient à court terme. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et produits pétroliers a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

La juste valeur de la dette à long terme de la société a été évaluée en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables et, lorsque ces renseignements n'étaient pas disponibles, en actualisant les paiements futurs de l'intérêt et du capital aux taux d'intérêt estimatifs auxquels la société avait accès.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2009		2008	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	979	979	1 300	1 300
Débiteurs et actifs incorporels et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 433	1 484	1 427	1 427
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	845	845	1 329	1 329
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	27	27
	3 280	3 331	4 083	4 083
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 687	1 687	1 702	1 702
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 532	1 532	1 364	1 364
Montant à payer à TransCanada Corporation	2 069	2 069	1 621	1 621
Intérêts courus	380	380	361	361
Dette à long terme	16 664	19 377	16 154	15 337
Billets subordonnés de rang inférieur	1 036	976	1 213	815
Dette à long terme des coentreprises	965	1 025	1 076	1 052
	24 333	27 046	23 491	22 252

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2009 comprenait 6 millions de dollars (15 millions de dollars en 2008) en raison d'ajustements de la juste valeur de swaps de taux d'intérêt visant 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US et 50 millions de dollars en 2008) 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 pour ces instruments financiers.

⁽²⁾ Au 31 décembre 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 968 millions de dollars (1 280 millions de dollars en 2008) dans les créditeurs et de 488 millions de dollars (174 millions de dollars en 2008) dans les actifs incorporels et autres.

⁽³⁾ Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme et des billets à recevoir qui sont ajustés à la juste valeur.

⁽⁴⁾ Au 31 décembre 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 507 millions de dollars (1 342 millions de dollars en 2008) dans les créditeurs et de 25 millions de dollars (22 millions de dollars en 2008) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2009 s'établissent comme suit :

<i>Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)</i>					
2009					
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	– \$	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 275	238	180	–	–
Ventes	13 185	194	180	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	574
En dollars US	–	–	–	444 US	1 325 US
Swaps de devises	–	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice	3 \$	(5)\$	1 \$	3 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	70 \$	(76)\$	– \$	36 \$	(22)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	2010	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	– \$	– \$	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	– \$	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 641	33	–	–	–
Ventes	14 311	–	–	–	–
En dollars US	–	–	–	120 US	1 825 US
Swaps de devises	–	–	–	136/100 US	–
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	156 \$	(29)\$	– \$	– \$	(37)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	–	2010-2014	2010-2020

(1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

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

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

(4) 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 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur au

31 décembre 2009, à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2009, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

- ⁽⁵⁾ En 2009, le bénéfice net comprenait des pertes de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Le moment prévu du règlement des contrats dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants après le 31 décembre 2009. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement. Le moment prévu du règlement de ces contrats s'établit comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Total	2010	2011 et 2012	2013 et 2014	2015 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	287	201	73	11	2
Passifs	(349)	(233)	(85)	(27)	(4)
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	288	142	106	35	5
Passifs	(263)	(106)	(89)	(66)	(2)
	(37)	4	5	(47)	1

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2008 s'établissent comme suit :

<i>Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)</i>					
2008					
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	4 035	172	410	–	–
Ventes	5 491	162	252	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	1 016
En dollars US	–	–	–	479 US	1 575 US
En yens japonais (en milliards)	–	–	–	4,3 YJ	–
Swaps de devises	–	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice	24 \$	(23)\$	1 \$	(9)\$	(61)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	23 \$	(2)\$	1 \$	6 \$	13 \$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	2009	2009 - 2012	2009 - 2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽³⁾⁽⁴⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	115 \$	– \$	– \$	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	– \$	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	8 926	9	–	–	–
Ventes	13 113	–	–	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	50
En dollars US	–	–	–	15 US	1 475 US
Swaps de devises	–	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	(56)\$	15 \$	– \$	– \$	(10)\$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	–	2009 - 2013	2009 - 2019

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

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

(3) 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 des valeurs nominales de 50 millions de dollars et de 50 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur au 31 décembre 2008 étaient de 1 million de dollars. En 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

⁽⁴⁾ En 2008, le bénéfice net comprenait des pertes de 6 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2008, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées.

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 de 18 millions de dollars ou à une hausse de 18 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés en vigueur au 31 décembre 2009.

Un accroissement de 100 points de base ou un recul de 100 points de base du taux des lettres de crédits, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à respectivement une augmentation de 6 millions de dollars ou à une diminution de 6 millions de dollars de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 31 décembre 2009. Parallèlement, l'incidence d'une augmentation de 100 points de base ou la diminution de 100 points de base du taux d'actualisation de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 31 décembre 2009 entraînerait respectivement une baisse de 2 millions de dollars du passif ou une hausse de 2 millions de dollars du passif.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Exigibles		
Autres actifs à court terme	315	318
Créditeurs	(340)	(298)
À long terme		
Actifs incorporels et autres	260	191
Montants reportés	(272)	(694)

AUTRES RISQUES

Projets d'aménagement et acquisitions

TCPL demeure axée sur la croissance de son entreprise de pipelines et de son entreprise d'énergie par le truchement de projets d'aménagement entièrement nouveaux et d'acquisitions. TCPL capitalise les coûts engagés dans le cadre de certains projets d'aménagement au cours de la période précédant la construction lorsque les projets respectent certains critères spécifiques et qu'ils devraient être menés à bonne fin. Les coûts en capital se rapportant à un projet qui ne va pas de l'avant sont passés en charges au moment où le projet est abandonné. Pour ce qui est de l'acquisition par TCPL d'actifs et d'établissements, il y a un risque que certaines occasions commerciales et synergies opérationnelles ne se matérialisent pas selon les prévisions initiales et soient par la suite assujetties à une perte de valeur.

Santé, sécurité et environnement

Les questions de santé, de sécurité et d'environnement (« SSE ») sont de première importance pour l'exploitation de TCPL dans son ensemble et les activités à ce titre sont guidées par l'énoncé d'engagement en SSE de la société. Cet énoncé d'engagement décrit les principes directeurs relativement à la santé et la sécurité des employés de TCPL, des entrepreneurs dont elle retient les services et du grand public, ainsi qu'à l'engagement de TCPL à l'égard de la protection de l'environnement. Tous les employés sont tenus responsables de leur performance en matière de SSE. La société s'est engagée à être un chef de file dans l'industrie en menant ses activités de manière à répondre à toutes les exigences prévues par les lois et règlements, même à aller au-delà de ces exigences, et de manière aussi à réduire au minimum les risques pour les personnes et pour l'environnement. Elle s'est également engagée à suivre l'évolution de sa performance en SSE et à l'améliorer, ainsi qu'à faire la promotion de la sécurité au travail et ailleurs, selon le principe que tous les accidents du travail et toutes les maladies professionnelles peuvent être évités. TCPL s'efforce de mener ses activités avec des sociétés et des entrepreneurs qui partagent son point de vue au sujet de la performance en SSE et de les inciter à améliorer la performance de tous. Elle s'est engagée à respecter les divers milieux et les différentes cultures avec lesquels elle est en contact dans le cadre de ses activités, et elle favorise une communication ouverte avec le grand public, les décideurs, les spécialistes et les groupes de défense de l'intérêt public.

TCPL s'est engagée à assurer le respect de ses propres politiques et des exigences prévues au titre des lois en vigueur. Le comité de SSE du conseil d'administration de TCPL surveille le respect de la politique générale de la société en matière de SSE au moyen de rapports réguliers. Le système de gestion de SSE de TCPL se fonde sur la norme ISO 14001 sur les systèmes de gestion de l'environnement de l'Organisation internationale de normalisation (« ISO ») et il cible les ressources pour les secteurs qui présentent des risques importants en SSE dans le cadre des activités commerciales de la société. La direction obtient régulièrement de l'information au sujet de toutes les questions d'exploitation et de tous les projets importants en matière de SSE par le truchement de procédés en bonne et due forme de communication de l'information. Le système de gestion de SSE de TCPL et la performance à ce titre sont évalués par une société indépendante tous les trois ans. La plus récente évaluation a eu lieu en décembre 2009 et n'a pas permis de déceler de problèmes d'importants. Le système de gestion de SSE est assujetti à un examen interne continu pour en assurer l'efficacité ininterrompue alors que les circonstances évoluent.

En 2009, la performance des employés et des entrepreneurs en santé et sécurité a continué d'être hautement prioritaire. À cet égard, TCPL vise le quartile supérieur des sociétés qui œuvrent dans les mêmes secteurs d'activité qu'elle. Dans l'ensemble, les taux de fréquence de la société en ce qui a trait aux questions de sécurité en 2009 ont continué d'être meilleurs que la plupart des taux de référence de l'industrie.

La sécurité et l'intégrité de l'infrastructure existante et nouvellement aménagée de la société demeurent elles aussi hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu que lorsque toutes les exigences imposées sont remplies. En 2010, la société prévoit engager environ 181 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive, ce qui est supérieur de 10 millions de dollars au montant dépensé en 2009 et rend principalement compte de l'essor au chapitre des inspections de l'intérieur des canalisations de tous les réseaux. Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont comptabilisées selon la méthode d'imputation à l'exercice, et, par conséquent, elles n'influent pas sur le résultat de TCPL. Selon les contrats de Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification, et, par conséquent, elles n'influent pas sur le résultat de TCPL. À l'égard de GTN, le recouvrement des dépenses peut aussi se faire par le recours à un mécanisme intégré aux tarifs. La fiche de sécurité pipelinière de TCPL en 2009 a continué d'être plus reluisante que les fiches de référence de l'industrie. Les pipelines de TCPL ont connu trois ruptures en 2009, la première en un lieu isolé du nord de l'Alberta et les deux autres dans des régions rurales du nord de l'Ontario. L'incidence de ces ruptures a été minime, sans causer de blessures corporelles et seulement de faibles dommages matériels dans un cas. Les trois incidents ont donné lieu à une enquête de niveau 3 du Bureau de la sécurité des transports du Canada. Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs de l'entreprise d'énergie sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques de la société et le matériel associé. Elles sont comparables à celles des exercices précédents.

Environnement

Les installations de TCPL sont assujetties à un ensemble de lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux qui comportent notamment des obligations de conformité et de prise de mesures correctives. Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants, découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution, ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées (dont certaines ont été classées dans la catégorie des sites Superfund par l'Agence de protection environnementale des États-Unis en vertu de la loi intitulée *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act*), ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés. La société n'est pas en mesure d'évaluer ni le montant ni le moment de toutes les dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- incertitudes quant aux coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, notamment pour les emplacements où seules des études préliminaires ont été effectuées ou des ententes provisoires conclues;
- possibilité de découverte de nouveaux emplacements ou de renseignements supplémentaires à l'égard d'emplacements connus;

- incertitude quant à la quantification de la responsabilité en vertu des lois sur l'environnement qui imposent une responsabilité solidaire de toutes les parties pouvant être responsables;
- évolution de la nature des lois et règlements sur l'environnement, notamment quant à leur interprétation et à leur application;
- possibilités de litiges à l'égard d'actifs existants ou abandonnés.

De façon générale, les risques liés à l'environnement pour les installations exploitées par TCPL comprennent les émissions atmosphériques, comme celles d'oxydes d'azote, les substances particulières et les gaz à effet de serre (« GES »), les incidences possibles sur les terres, y compris la remise en état ou la restauration des terrains à la suite de travaux de construction, l'utilisation, le stockage ou le rejet de produits chimiques ou d'hydrocarbures, la production, la manutention et l'élimination de déchets, dangereux ou non, ainsi que les incidences sur l'eau, comme leur évacuation non contrôlée. Des contrôles environnementaux, notamment au niveau de la conception physique, des programmes, des marches à suivre et des processus sont en place pour gérer ces risques de façon efficace. TCPL dispose de programmes d'inspection en continu qui sont conçus pour que toutes ses installations respectent les exigences imposées en matière d'environnement et la société a la conviction que ses réseaux respectent à tous les égards importants les exigences qui s'appliquent.

En 2009, TCPL a mené des évaluations de risques pour l'environnement et a pris certaines mesures correctives en plus d'effectuer divers travaux de mise hors service, remise en état et restauration des lieux pour ses installations au Canada et en sol américain. Au 31 décembre 2009, TCPL avait constaté des passifs de quelque 91 millions de dollars (86 millions de dollars en 2008) à l'égard des obligations relatives aux mesures correctives qu'il a fallu prendre et des coûts liés à la conformité des lois sur les gaz à effet de serre (« GES »). La société est d'avis qu'elle a tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et qu'elle a établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions qui n'avaient pas été envisagées fassent surface et exigent de la société qu'elle mette de côté des montants supplémentaires.

TCPL n'est au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite contre la société en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

La politique nord-américaine en matière de changements climatiques continue d'évoluer aux niveaux régional et national. Ce qui se passe sur la scène politique et économique peut avoir des incidences importantes sur la portée de nouvelles mesures et sur le calendrier de leur mise en place, et TCPL prévoit que, pour la plupart, les installations de la société au Canada et aux États-Unis sont ou seront visées par les règlements fédéraux ou régionaux sur les changements climatiques en vue de la gestion des émissions industrielles de GES.

En 2009, la société détenait des actifs dans trois provinces canadiennes où il existe des règlements visant les émissions industrielles de GES. TCPL a mis en place des marches à suivre dans le contexte de ces règlements.

Conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation*, depuis juillet 2007 les installations industrielles en Alberta sont tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions de GES. Les installations de TCPL en Alberta sont visées par ce règlement, au même titre que les centrales au charbon de Sundance et de Sheerness, avec lesquelles TCPL a conclu des CAE. Une solution de rechange à la réduction de l'intensité des émissions est le versement de compensations ou paiements à un fonds de technologie qui équivalent à 15 \$ la tonne d'émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ ») produites au-delà des réductions imposées. Un programme est en place pour gérer les coûts engagés par ces éléments d'actif en vue de se conformer à la réglementation. Les coûts de conformité pour le réseau de l'Alberta sont recouverts à même les droits payés par les clients. Le recouvrement des coûts de conformité en ce qui a trait aux centrales de la société en Alberta dépendra en dernier ressort des prix de l'électricité sur le marché. TCPL a inscrit des coûts estimatifs de 17 millions de dollars pour 2009. Leur montant définitif sera connu au moment de la présentation des rapports de conformité en mars 2010.

Au Québec, la redevance sur les hydrocarbures est perçue par le distributeur de gaz naturel au nom du gouvernement de la province par le truchement de charges contributives au fonds vert imposées sur le gaz consommé. En 2009, le coût associé à la redevance sur les hydrocarbures pour l'installation de Bécancour a été inférieur à 1 million de dollars compte tenu de l'entente intervenue entre TCPL et Hydro-Québec d'interrompre temporairement la production d'électricité de la centrale. Il est prévu que ce coût augmentera lorsque la centrale sera remise en service.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone est entrée en vigueur au milieu de 2008 et s'applique aux émissions de CO₂ associées à la consommation de combustibles fossiles. Les coûts de conformité pour la consommation de

combustibles fossiles aux stations de compression et de comptage de la société en Colombie-Britannique sont recouverts à même les droits payés par les clients. Les coûts liés à la taxe sur le carbone en 2009 ont été de 3 millions de dollars. Le coût par tonne de CO₂, qui était de 15 \$ en 2009, passera à 20 \$ en 2010 et à 25 \$ en 2011.

TCPL détient des actifs dans des provinces se retrouvant à l'intérieur du périmètre de la Western Climate Initiative (« WCI ») dont les membres ont ébauché des règlements qui s'appliquent aux sources d'émissions industrielles de GES. Les membres de la WCI au Canada comprennent la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et le Québec. Il est prévu que les stratégies à l'égard des changements climatiques ainsi ébauchées entreront en vigueur en 2012 et qu'elles auront une incidence sur les pipelines et les centrales de TCPL. Les détails en ce qui a trait au degré de concordance de ces programmes provinciaux avec les politiques du gouvernement canadien en matière de changements climatiques demeurent flous.

Sept États de l'Ouest américain, de concert avec les quatre provinces canadiennes dont il est question ci-dessus, se concentrent sur la mise en œuvre d'un programme de plafond et d'échange dans le cadre de la WCI. Les membres de la WCI ont fixé à 15 % d'ici 2020 son objectif de réduction des émissions de GES sous les niveaux de 2005. La Californie, un des membres fondateurs de la WCI, a rendu publique une ébauche de règlement de plafond et d'échange, et il est prévu qu'un tel règlement, s'il est adopté, aurait des répercussions sur les actifs pipeliniers de la société dans cet État. Les conséquences financières pour TCPL ne devraient pas être importantes. Dans leur forme actuelle, les ébauches de règlement dans les États de Washington et de l'Oregon ne devraient pas être à l'origine de coûts de conformité importants. TCPL continuera de surveiller l'évolution de la situation.

Le gouvernement du Canada a continué de se dire intéressé par une stratégie sur les changements climatiques qui serait harmonisée à l'échelle du continent. En janvier 2010, Environnement Canada a présenté un objectif révisé pour la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, intégré à sa soumission pour l'*Accord de Copenhague*. Le nouvel objectif représente une réduction sous les niveaux de 2005 de 17 % des émissions de GES d'ici 2020 et la soumission précise que l'objectif quantifié d'émissions à l'échelle de l'économie du Canada sera aligné sur celui des États-Unis aux termes des lois promulguées. La société s'attend que les émissions des pipelines et des centrales soient visées par les réductions des émissions industrielles ciblées.

Les quotas d'émissions ou les crédits achetés à des fins de conformité sont inscrits au bilan aux coûts historiques et ils sont passés en charges au moment de la mise hors service. Les paiements de conformité sont passés en charges dès qu'ils sont effectués. Aucune valeur comptable n'est attribuée aux quotas accordés ou définis en interne par TCPL. Au besoin, TCPL impute, selon le montant estimatif le plus juste possible en vue du règlement de l'obligation, des passifs d'émissions au bilan lorsque de l'électricité est produite ou vendue. Les quotas ou les crédits non utilisés à des fins de conformité sont vendus et inscrits comme produit. En 2009, les coûts de conformité et les produits tirés de la vente de quotas ne constituaient pas des montants importants.

Les États du Nord-Est des États-Unis membres de la Regional Greenhouse Gas Initiative (« RGGI ») ont pour leur part mis en œuvre un programme de plafond et d'échange de CO₂ visant les producteurs d'électricité et entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Aux termes de la RGGI, la centrale de Ravenswood et les installations d'OSP devront constituer des provisions d'ici le 31 décembre 2011. TCPL a pris part aux allocations trimestrielles de quotas pour Ravenswood et OSP, et les coûts connexes occasionnés se sont élevés à 8 millions de dollars en 2009. En général, ces coûts ont été recouverts sur le marché de l'électricité et l'incidence nette sur TCPL n'a pas été importante.

Les signataires de l'entente sur la réduction des gaz à effet de serre du Midwest, soit six États des États-Unis et le Manitoba, élaborent une stratégie régionale en vue de la réduction des émissions de GES par les membres, laquelle comprendra un mécanisme de plafond et d'échange regroupant plusieurs secteurs d'activité. Une ébauche de recommandations a été rendue publique, mais aucun des signataires de l'entente ne l'a encore appuyée officiellement.

Les changements climatiques constituent une question stratégique pour le gouvernement américain, qui continue de juger prioritaire une politique fédérale visant à gérer les émissions de GES de sources domestiques. Aux termes de la loi intitulée *Clean Air Act*, l'Agence de protection environnementale a émis une constatation de vulnérabilité éventuelle quant aux émissions de GES. Cette constatation cherchait à établir si les six types de GES dans l'atmosphère constituaient une menace à la santé et au bien-être de la population actuelle et des générations futures. La Chambre des représentants aux États-Unis a adopté en juin 2009 un projet de loi sur la situation climatique et le Sénat américain se penche actuellement sur toute une série de projets de loi de même nature.

TCPL surveille la situation à l'égard de la politique sur les changements climatiques et, au besoin, prend part aux discussions à ce sujet. En outre, la société va de l'avant avec ses programmes de gestion des émissions de GES pour ses installations et elle évalue de nouveaux procédés ainsi que de nouvelles technologies en vue d'une plus grande efficacité à cet égard et d'une diminution des taux d'émission.

CONTRÔLES ET PROCÉDÉS

Évaluation des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information

Les contrôles et les mécanismes de présentation de l'information sont conçus de manière à fournir l'assurance raisonnable que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont soumis, est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais impartis en vertu des lois sur les valeurs mobilières, au Canada et aux États-Unis. Cette information est accumulée et communiquée à la direction, notamment au président et chef de la direction et au chef des finances, afin de permettre de prendre des décisions en temps opportun au sujet de sa présentation.

Au 31 décembre 2009, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 31 décembre 2009.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par la haute direction, ou sous sa supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et les autres membres du personnel pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR du Canada, notamment après rapprochement avec les PCGR des États-Unis.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière. Peu importe leur qualité de conception, les contrôles internes à l'égard de l'information financière comportent des limites qui leur sont inhérentes et ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en matière de préparation et de présentation fidèle des états financiers publiés. Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction et du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes à l'égard de l'information financière en fonction du cadre de contrôle interne découlant du cadre de référence du Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

À la suite de son évaluation, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces au 31 décembre 2009 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

En 2009, 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 il est raisonnable de penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TCPL.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Le président et chef de la direction et le chef des finances de TCPL ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations sur la qualité de l'information présentée par TCPL dans les rapports de l'exercice 2009 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

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

hypothèses. La société croit que les conventions et les estimations comptables qui suivent exigent qu'elle ait recours à des hypothèses au sujet de questions très incertaines et toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence importante sur l'information financière de la société.

Comptabilité des activités réglementées

La société comptabilise les incidences de la réglementation des prix selon les PCGR. L'application de ces principes comptables exige le respect de trois critères :

- Les tarifs pour les services ou les activités réglementés doivent être établis par un organisme de réglementation ou soumis à l'approbation d'un tel organisme.
- Les tarifs réglementés doivent être conçus de façon à permettre de recouvrer les coûts de la prestation des services ou des produits.
- Il faut pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des tarifs établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés aux clients et être récupérés de ces derniers à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte.

La direction de la société estime que ces trois critères ont été respectés pour chacun des gazoducs réglementés dont les opérations sont comptabilisées selon les principes comptables établis pour les activités réglementées. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que le moment de la constatation de certains produits et charges pour les entreprises réglementées peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR pour rendre compte adéquatement de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société.

Le 1^{er} janvier 2009, la comptabilisation des impôts futurs constatés pour les activités réglementées a été modifiée, ainsi qu'il est commenté sous la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion.

Instruments financiers et couvertures

Instruments financiers

À l'origine, la société constate au bilan tous les instruments financiers à leur juste valeur. Par la suite, ils seront évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés. Les actifs financiers sont répartis dans les catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance et prêts et créances. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers. La société ne détient pas de placements détenus jusqu'à leur échéance.

Les instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction portant sur les produits de base sont initialement constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont incluses dans les produits. Les variations de la juste valeur des instruments détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et le taux de change sont incluses respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits.

La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Les comptes clients, les prêts et les autres créances assortis de paiements fixes ou déterminés qui ne sont pas soumis au cours d'un marché actif sont classés dans les prêts et créances et ils sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute baisse de valeur. Les autres passifs financiers sont les passifs financiers qui ne sont pas classés comme passifs détenus à des fins de transaction. Les éléments de cette catégorie d'instruments financiers sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés relativement aux risques liés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta et à Foothills est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs sont reportés dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Couvertures

La société utilise la comptabilité de couverture pour les dispositions prises qui sont admissibles à un tel traitement comptable, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur et de flux de trésorerie, ainsi que les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert. Les variations de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés afin de passer des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il est déterminé que l'opération couverte ne se produira pas.

La société conclut en outre des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures de la juste valeur pour ses activités à tarif réglementé. Les gains et pertes découlant des variations de la juste valeur de ces couvertures peuvent être recouverts par le truchement des droits imputés par la société. Par conséquent, ils sont reportés à titre d'actifs ou de passifs soumis à la réglementation des tarifs au nom des contribuables. Que les couvertures soient réglées ou non, les gains ou les pertes réalisés sont perçus auprès des contribuables ou leur sont remboursés au cours d'exercices subséquents.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace l'est dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit l'investissement.

Lorsqu'elle ne correspond pas à la valeur comptable, la juste valeur des instruments financiers et des couvertures est principalement fondée sur les valeurs du marché et est ajustée pour tenir compte du risque de crédit, qui peut fluctuer beaucoup d'une période à une autre. Ces variations de la juste valeur peuvent faire fluctuer le bénéfice net du fait de leur constatation dans les résultats. Les risques liés aux fluctuations du résultat et des flux de trésorerie à l'égard des instruments financiers et des couvertures sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Dotation aux amortissements

Les immobilisations corporelles de TCPL, une fois prêtes pour l'usage auquel elles sont destinées, sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 1 % et 25 %. Les postes de comptage et les autres immobilisations sont amortis à des taux divers. Le grand équipement et les structures des centrales électriques ainsi que des installations de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant généralement de 2 % à 10 %. Les actifs de production d'énergie nucléaire faisant l'objet de contrats de location-acquisition sont initialement comptabilisés à la valeur actualisée des loyers minimums au moment de l'entrée en vigueur du contrat et ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie ou sur la durée restante du contrat, selon la période la plus courte. Le reste du matériel de l'entreprise d'énergie est amorti à divers taux. Les immobilisations corporelles ayant trait

au secteur du siège social sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

La dotation aux amortissements s'est établie à 1 319 millions de dollars en 2009 (1 189 millions de dollars en 2008; 1 179 millions de dollars en 2007) et elle est constatée dans les résultats de l'entreprise de pipelines et de l'entreprise d'énergie. Pour l'entreprise de pipelines, les taux d'amortissement sont approuvés, le cas échéant, par les organismes de réglementation, et les charges d'amortissement sont recouvrées en fonction du coût des services ou des produits proposés. Si les organismes de réglementation autorisent le recouvrement de l'amortissement par le truchement des tarifs demandés aux clients, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations corporelles de l'entreprise de pipelines n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net de TCPL, mais elle aurait une incidence directe sur les fonds provenant de l'exploitation.

Une dotation aux amortissements des CAE d'un montant de 58 millions de dollars a été inscrite pour le secteur de l'énergie pour chacun des exercices de 2007 à 2009. Le paiement initial pour une CAE est reporté et amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat jusqu'à échéance, qui varie de 8 à 11 ans.

Perte de valeur des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

L'écart d'acquisition de l'entreprise de pipelines et de l'entreprise d'énergie est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Une évaluation initiale est effectuée en comparant la juste valeur de l'exploitation, qui comprend l'écart d'acquisition, à la valeur comptable de chacune des unités d'exploitation. Si cette juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et une deuxième évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième évaluation, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à cette juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur est alors constatée.

Ces évaluations sont fondées sur les prévisions faites par la direction des flux de trésorerie futurs et, par conséquent, elles exigent le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des facteurs suivants :

- taux d'actualisation;
- prix des produits de base;
- hypothèses au sujet de l'offre et de la demande sur le marché;
- occasions de croissance;
- niveaux de production;
- concurrence livrée par d'autres sociétés;
- modifications d'ordre réglementaire.

Des changements importants relativement à ces hypothèses pourraient influencer sur le besoin pour la société de constater une charge au titre de la perte de valeur.

MODIFICATIONS COMPTABLES

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'ICCA* au chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permettait la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéficiaires » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les établissements à tarifs réglementés. Conformément à la hiérarchie comptable du *Manuel de l'ICCA*, la société a choisi d'adopter des conventions

comptables conformes à l'Accounting Standards Codification (« ASC ») Topic 980 du Financial Accounting Standards Board (« FASB ») des États-Unis intitulée *Regulated Operations*. Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société doit constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilise un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits le 1^{er} janvier 2009 respectivement dans les impôts futurs et les actifs réglementaires.

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

Écarts d'acquisition et actifs incorporels

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

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

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

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

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

Le chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupements d'entreprises » 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 d'informations supplémentaires. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 seront 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 ». Ces normes exigeront 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 inclura 100 % des résultats de la filiale et présentera la ventilation entre les participations avec contrôle et les participations sans contrôle. Ces normes entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2011, mais leur adoption anticipée est permise. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 seront appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 seront appliqués rétrospectivement.

Normes internationales d'information financière

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

Le plan de conversion de TCPL prévoit le recours à des personnes compétentes, la formation et le perfectionnement, l'analyse de l'incidence des principales différences entre les PCGR et les IFRS ainsi que la mise au point et l'exécution

d'une approche progressive pour mener à bien la conversion. L'état actuel des principaux éléments du projet de conversion de TCPL se présente comme suit :

Ressources et formation

TCPL a mis sur pied une équipe de projet pour les IFRS à l'appui des travaux de conversion. Cette équipe effectue des recherches techniques, repère les problèmes, dispense de la formation, dirige des groupes de travail, formule des recommandations en matière de politiques et offre un soutien à la mise en application. Elle est dirigée par un comité directeur multidisciplinaire qui assure une orientation dans le cadre du projet de conversion et contribue à l'élaboration de recommandations au sujet des conventions comptables. De plus, la direction informe le comité de vérification de l'évolution du projet d'IFRS à chaque réunion du comité de vérification.

La formation aux IFRS de TCPL, qui a commencé en 2008, comprend des séances de sensibilisation au projet, un cours approfondi d'immersion aux IFRS présenté annuellement, des cours sur des sujets précis et des séances de formation relatives aux systèmes. Tout au long du projet, des séances de formation aux IFRS seront offertes régulièrement aux employés et directeurs de TCPL visés par la conversion pour assurer qu'ils sont informés des faits nouveaux en la matière.

Analyse des différences entre les IFRS et les PCGR

Le projet de conversion de TCPL est réalisé à l'aide de méthodes axées sur les risques et mettant l'accent sur les différences importantes entre les PCGR et les IFRS. Un diagnostic de haut niveau effectué en 2008 a permis de définir les différences importantes et d'évaluer chacune d'elles selon son importance pour TCPL. La complexité technique sur le plan comptable, les diverses options en matière de conventions, l'estimation des ressources nécessaires pour la conversion et l'incidence sur les systèmes sont des éléments qui ont été considérés dans le cadre de cette évaluation. L'équipe de projet continue d'évaluer les différences entre les PCGR et les IFRS et leur importance pour la société.

Les différences entre les PCGR et les IFRS qui revêtent une importance pour la société sont expliquées ci-après. L'IASB procède à la modification de plusieurs normes des IFRS qui devraient s'appliquer à TCPL. La révision des normes en vigueur devrait se poursuivre jusqu'au 1^{er} janvier 2011, date d'entrée en vigueur. TCPL surveille de près le calendrier des projets de l'IASB et la société tient compte de tous les changements proposés, le cas échéant, dans son évaluation des différences entre les IFRS et les PCGR. En raison des changements proposés à certaines IFRS ainsi que de l'étape actuelle du projet d'IFRS de la société, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

Activités à tarifs réglementés

Aux termes des PCGR, TCPL applique actuellement certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. En juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les activités relatives à la réglementation des tarifs. Selon l'exposé-sondage, les actifs réglementaires et les passifs réglementaires représenteront les valeurs actualisées prévues des produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser. Conformément aux PCGR, la société évalue ces actifs réglementaires et passifs réglementaires selon la comptabilité au coût historique quant aux produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser. L'exposé-sondage énonce de plus certains critères qu'une entité doit respecter pour qu'elle soit visée par l'application de la nouvelle norme. La société continue d'évaluer l'incidence des faits nouveaux au sujet de cet exposé-sondage, car ils auraient une incidence appréciable sur le bilan de TCPL et pourraient entraîner une volatilité accrue du bénéfice.

Immobilisations corporelles

Selon les PCGR, les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée d'utilisation estimative. Selon les IFRS, certains éléments importants de ces mêmes immobilisations corporelles sont identifiés et amortis séparément sur leur durée d'utilisation estimative respective.

Coentreprises

Selon les PCGR, TCPL consolide proportionnellement sa quote-part des comptes des coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et elle suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser ses participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

L'IASB a publié un exposé-sondage, qui devrait entrer en vigueur en 2011, selon lequel TCPL appliquerait la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour les coentreprises sur lesquelles la société est en mesure

d'exercer un contrôle conjoint ou une influence notable, mais qu'elle ne contrôle pas exclusivement. Dans le cas des exploitations conjointes sur lesquelles la société est en mesure d'exercer un contrôle conjoint, TCPL constaterait sa quote-part des actifs, des passifs et des produits et charges connexes, ainsi que les charges ou les obligations que la société engagerait directement au nom des actifs.

Provisions

Selon les PCGR, la portée et le moment de la mise hors service d'immobilisations reliées aux gazoducs réglementés et aux centrales hydroélectriques sont incertains. Par conséquent, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées.

Selon les IFRS, TCPL serait tenue de constater les obligations liées à la mise hors service de ses pipelines réglementés lorsqu'il existe une obligation légale, contractuelle ou implicite. La société évalue actuellement sa capacité d'estimer avec fiabilité le coût d'abandon de ces actifs à l'avenir, le cas échéant.

Avantages sociaux

Selon les PCGR, les coûts au titre des services passés liés aux régimes de retraite à prestations déterminées sont constatés sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Selon les IFRS, les coûts liés au titre des services passés seraient constatés sur le reste de la période d'acquisition moyenne.

Conformément aux PCGR, les gains et les pertes actuariels sont reportés et amortis selon la méthode du « corridor ». Les IFRS permettent trois façons de constater les gains et les pertes actuariels. Ces gains ou ces pertes peuvent être reportés et amortis sous réserve de certaines dispositions qui diffèrent légèrement des PCGR, constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont engagés ou constatés dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle ils sont engagés. La société évalue actuellement ces diverses méthodes conformément aux IFRS.

Contrats de location

Aux termes des PCGR et des IFRS, les contrats de location qui transfèrent à la société la presque totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété des articles loués sont capitalisés au début du contrat de location. Les PCGR préconisent des seuils spécifiques pour évaluer si la presque totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété des articles loués sont transférés, alors que les IFRS ne prévoient pas de tels seuils spécifiques. La société évalue actuellement ses contrats de location, y compris les paiements de loyers minimums éventuels, conformément aux IFRS.

Instruments financiers

Selon les PCGR, les contrats qui répondent à des critères d'exemption précis pour ce qui est de la portée ou qui ne répondent pas à la définition de dérivé car ils ne comportent pas de valeur nominale précise ne sont pas assujettis au critère de constatation et d'évaluation pour les instruments financiers. La société évalue actuellement ces contrats afin de déterminer s'ils sont assujettis au critère de constatation et d'évaluation des IFRS en ce qui a trait aux instruments financiers.

Perte de valeur d'actifs non courants

La société passe en revue ses actifs non courants, notamment ses immobilisations corporelles et ses actifs incorporels comportant une durée de vie définie, pour déterminer s'il existe des indices de perte de valeur à la date de chaque bilan. Des évaluations afin de déterminer s'il y a perte de valeur sont effectuées s'il est constaté que la valeur comptable des actifs pourrait ne pas être recouvrée.

La méthode servant à déterminer une perte de valeur potentielle selon les PCGR diffère quelque peu de celle utilisée conformément aux IFRS et la société évalue l'incidence de cette différence pour TCPL.

Perte de valeur de l'écart d'acquisition

Selon les PCGR, une évaluation initiale de toute perte de valeur de l'écart d'acquisition est effectuée en comparant la juste valeur de l'exploitation, qui comprend l'écart d'acquisition, à la valeur comptable de chacune des unités d'exploitation. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et une deuxième évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième évaluation, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à cette juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur est alors constatée. Selon les IFRS, aux fins de l'évaluation visant à déterminer s'il y

a perte de valeur, l'écart d'acquisition acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises est attribué aux unités productrices de flux de trésorerie qui devraient profiter de la synergie découlant du regroupement. Une perte de valeur est constatée lorsque le montant recouvrable d'une unité productrice de flux de trésorerie est inférieur à la valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Mise en application de la conversion

Au cours de l'étape de mise en application de la conversion, TCPL continuera d'apporter les changements requis à ses systèmes d'information, à ses processus, à ses contrôles de communication de l'information et à ses contrôles internes à l'égard de l'information financière. La société continue d'analyser les différences importantes avec les PCGR et de cerner les changements requis. TCPL évalue par ailleurs l'incidence de la transition aux IFRS sur la présentation de ses états financiers et l'information à fournir dans ces derniers. La société surveille et met à jour l'incidence des IFRS sur ses contrôles internes à l'égard de l'information financière et elle ne prévoit pas d'obstacles majeurs.

Les systèmes d'information, y compris les systèmes informatiques et les logiciels, sont modifiés afin de répondre aux exigences des IFRS. Le système comptable de TCPL a été élargi afin de permettre la production d'états financiers multiples fondés sur la présentation conformément aux PCGR et aux IFRS afin de faciliter l'exigence, en 2010, de présenter l'information financière selon les PCGR tout en fournissant l'information financière selon les IFRS. D'autres changements apportés aux systèmes d'information comprennent la capacité de saisir de nouvelles données, la création et la suppression de comptes, les modifications aux systèmes actuels en ce qui a trait aux calculs, consolidations, modèles et rapports ainsi que d'autres révisions aux logiciels comptables afin de permettre de répondre aux exigences des IFRS en ce qui a trait à la comptabilité et à la présentation de l'information.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES⁽¹⁾

	2009			
<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	T4	T3	T2	T1
Produits	2 206	2 253	2 127	2 380
Bénéfice net	384	343	316	336
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,58 \$	0,55 \$	0,52 \$	0,55 \$
	2008			
<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	T4	T3	T2	T1
Produits	2 332	2 137	2 017	2 133
Bénéfice net	274	383	318	445
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,47 \$	0,70 \$	0,60 \$	0,84 \$

⁽¹⁾ Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

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

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

Suivent les éléments notables ayant influé sur le BAII et le bénéfice net en 2009 et en 2008.

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

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2009

Rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAII comparable et du BAII avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires								
	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
Trimestres terminés les 31 décembre (non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
BAIIA comparable⁽¹⁾	745	780	248	297	(28)	(33)	965	1 044
Amortissement	(257)	(224)	(86)	(80)	–	–	(343)	(304)
BAII comparable⁽¹⁾	488	556	162	217	(28)	(33)	622	740
Postes particuliers :								
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP	29	–	–	–	–	–	29	–
Ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	–	–	7	7	–	–	7	7
BAII⁽¹⁾	517	556	169	224	(28)	(33)	658	747
Intérêts débiteurs							(193)	(330)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(17)	(21)
Intérêts créditeurs et autres produits							22	(5)
Impôts sur les bénéfices							(66)	(93)
Participations sans contrôle							(20)	(19)
Bénéfice net							384	279
Dividendes sur les actions privilégiées							(5)	(5)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							379	274
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :								
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP							(18)	–
Ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							(5)	(6)
Ajustements d'impôts							(30)	–
Résultat comparable⁽¹⁾							326	268

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

Au quatrième trimestre de 2009, le bénéfice net de TCPL s'est chiffré à 384 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 379 millions de dollars, comparativement aux chiffres de respectivement 279 millions de dollars et 274 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2008.

L'accroissement de 105 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte de ce qui suit :

- le recul du BAII du secteur des pipelines, qui s'explique avant tout par l'incidence négative du fléchissement du dollar US sur les activités aux États-Unis et les coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska; ces pertes ont été en partie annulées par le gain de dilution de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) attribuable à la participation réduite de TCPL dans PipeLines LP après l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne;
- le BAII moindre du secteur de l'énergie en raison surtout du déclin des prix de l'électricité pour les installations énergétiques de l'Ouest et les installations énergétiques des États-Unis ainsi que de l'incidence du fléchissement du

dollar US sur les activités aux États-Unis du secteur de l'énergie, annulé en partie par la contribution accrue de l'entreprise de stockage du gaz naturel compte tenu de la hausse des revenus de stockage de tiers et du résultat supérieur découlant de la mise en exploitation de Portlands Energy;

- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés, à la réduction des pertes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de la société relativement aux fluctuations des taux d'intérêt et à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US; ces réductions ont été en partie annulées par l'augmentation des intérêts débiteurs liés aux émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2009;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres produits sous l'incidence positive du fléchissement du dollar US sur les soldes du fonds de roulement et les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change;
- le recul de la charge fiscale découlant d'ajustements d'impôts favorables au quatrième trimestre de 2009, notamment 30 millions de dollars découlant de réductions des taux d'imposition des sociétés dans la province de l'Ontario, annulé en partie par la hausse du bénéfice avant les impôts.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2009 a progressé de 58 millions de dollars pour atteindre 326 millions de dollars par action, alors qu'il avait été de 268 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. Il ne tient pas compte de gains de dilution de 18 millions de dollars après les impôts découlant de la participation réduite dans PipeLines LP et de l'incidence favorable d'ajustements d'impôts de 30 millions de dollars. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2009 et de 2008 ne tient pas compte non plus de gains non réalisés de 5 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) et de 6 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) découlant respectivement des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Le BAII comparable du secteur des pipelines du quatrième trimestre de 2009, à 488 millions de dollars, se compare au chiffre de 556 millions de dollars pour la même période en 2008. Le BAII comparable ne tenait pas compte du gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts attribuable à la participation réduite de TCPL dans PipeLines LP après l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne au quatrième trimestre de 2009.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada au quatrième trimestre de 2009 a diminué de 2 millions de dollars pour s'établir à 72 millions de dollars alors qu'il avait été de 74 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. Au quatrième trimestre de 2009, le bénéfice net tenait compte d'une diminution de la base tarifaire moyenne et d'un RCA inférieur, que l'ONÉ a fixé à 8,57 % en 2009 contre 8,71 % en 2008, recul annulé en partie par les plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour le quatrième trimestre de 2009, le BAIIA du réseau principal au Canada, soit 282 millions de dollars, est de 18 millions de dollars moins élevé que le chiffre de la période correspondante de 2008, et ce, surtout en raison des produits inférieurs compte tenu du recouvrement moins élevé d'impôts sur les bénéfices et du moindre rendement général de la base tarifaire moyenne prévu dans les droits de 2009, mais cette baisse est contrée en partie par les plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 45 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 alors qu'il avait été de 48 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. En 2009 et en 2008, le résultat tenait compte de l'incidence du règlement au sujet des besoins en produits pour 2008-2009 approuvé par l'AUC en décembre 2008 et par l'ONÉ en décembre 2009.

Le BAIIA du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 193 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 alors qu'il avait été de 152 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. La hausse provient de l'accroissement des produits en raison du recouvrement de montants supérieurs au titre de l'amortissement et des impôts sur les bénéfices, contrée en partie le résultat inférieur découlant des règlements.

Le BAIIA pour les autres pipelines canadiens au quatrième trimestre de 2009, à 15 millions de dollars, se compare à 11 millions de dollars pour la même période en 2008. L'augmentation est essentiellement attribuable à un ajustement du coût du capital de TQM en 2009.

Le BAIIA d'ANR a été de 84 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 alors qu'il s'était chiffré à 99 millions de dollars pour la même période en 2008. Le recul du BAIIA découle avant tout de l'incidence négative du fléchissement du dollar US.

Au quatrième trimestre de 2009, le BAIIA de GTN a reculé de 9 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2008, et ce, en raison de l'incidence d'un dollar US moins fort et de la vente de North Baja à PipeLines LP.

Pour le reste des pipelines aux États-Unis, le BAIIA s'est établi à 132 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, alors qu'il avait été de 144 millions de dollars pour la même période en 2008. Le recul s'explique avant tout par les répercussions négatives d'un dollar US plus faible sur l'exploitation des pipelines aux États-Unis, annulé en partie par l'acquisition de North Baja par PipeLines LP.

Pour ce qui est de l'expansion des affaires du secteur des pipelines, les pertes au titre du BAIIA comparable se sont accrues de 27 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 contre la même période en 2008 surtout à cause de l'augmentation des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska.

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 162 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, comparativement à 217 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008. Le BAII comparable pour le quatrième trimestre de 2009 et de 2008 ne tient pas compte de gains non réalisés nets de 7 millions de dollars pour chacune des périodes découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Au quatrième trimestre de 2009, le BAIIA et les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été de respectivement 61 millions de dollars et 203 millions de dollars, soit 67 millions de dollars et 95 millions de dollars de moins que chiffres inscrits au quatrième trimestre de 2008. Ces baisses proviennent surtout de la diminution du résultat enregistré par le portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu du fléchissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble sur les moindres volumes d'électricité vendus. Le recul des prix de l'électricité et des volumes des ventes témoigne de la demande réduite d'électricité en Alberta dans le contexte du ralentissement de l'économie nord-américaine. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont reculé de 51 %, ou 49 \$ par MWh, entre le quatrième trimestre de 2008 et celui de 2009.

Le BAIIA des installations énergétiques de l'Est a augmenté de 13 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2008 et celui de 2009 pour atteindre 56 millions de dollars. Cette hausse provient avant tout du résultat supplémentaire de Portlands Energy, dont la mise en service a eu lieu en avril 2009.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power, à 70 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, était comparable à celle du même trimestre en 2008. L'accroissement des produits découlant des prix réalisés supérieurs et d'une réduction de la charge annuelle de location à Bruce B a été partiellement contré par des charges d'exploitation non liées à la location plus élevées et des volumes moindres en raison du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A a reculé de 28 millions de dollars pour afficher une perte de 29 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, comparativement à la perte de 1 million de dollars inscrite au quatrième trimestre de 2008. La baisse plus marquée s'explique par l'amoindrissement des volumes et l'augmentation des frais d'exploitation puisque deux arrêts d'exploitation ont été reportés de mars 2009 à septembre 2009. La capacité disponible de Bruce A au quatrième trimestre de 2009 s'est établie à 47 % en raison de 84 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 62 % et à 63 jours d'arrêts d'exploitation pendant la même période en 2008.

Par rapport au quatrième trimestre de 2008, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B a augmenté de 28 millions de dollars pour atteindre 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, augmentation s'expliquant surtout par les prix supérieurs réalisés compte tenu des paiements reçus aux termes du mécanisme de prix plancher prévu au contrat de Bruce B conclu avec l'OEO et la diminution de la charge annuelle de location. Certaines dispositions du contrat de location conclu par Bruce B avec l'Ontario Power Generation prévoient une réduction de la charge annuelle de location si le prix annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situait en deçà de 30 \$ le MWh.

Pour le quatrième trimestre de 2009, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est chiffré à 29 millions de dollars, soit 21 millions de dollars de moins que pour la période correspondante de 2008. Le recul

s'explique principalement par la baisse des prix réalisés pour l'électricité en général et l'incidence du fléchissement du dollar US, annulé en partie par les produits supplémentaires découlant des ventes contractuelles en Nouvelle-Angleterre. Bien que les prix de l'électricité moyens sur le marché au comptant en Nouvelle-Angleterre aient diminué entre le quatrième trimestre de 2008 et celui de 2009, la majeure partie des ventes des installations énergétiques aux États-Unis ont eu lieu à des prix contractuels.

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 49 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, contre 34 millions de dollars pour la même période en 2008. La progression de 15 millions de dollars est principalement attribuable à l'accroissement des produits tirés du stockage auprès de tiers provenant de l'élargissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel. Le BAIIA comparable ne tenait pas compte de gains non réalisés nets de 7 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 (gains de 7 millions de dollars en 2008) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Le BAII du secteur du siège social pour le quatrième trimestre de 2009 s'est chiffré à 28 millions de dollars contre des pertes de 33 millions de dollars à ce titre pour la période correspondante de 2008. Le réduction des pertes au titre du BAII découle avant tout de la baisse, au quatrième trimestre de 2009, des coûts des services de soutien.

Les intérêts débiteurs ont diminué de 137 millions de dollars, passant de 330 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008 à 193 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009. Ce repli reflète la majoration des intérêts capitalisés dans le cadre du financement du programme d'investissement de plus grande envergure de la société en 2009, principalement en raison de la construction de Keystone, et la réduction des intérêts débiteurs libellés en dollars US compte tenu du recul de la devise américaine entre le quatrième trimestre de 2008 et le quatrième trimestre de 2009. La baisse des intérêts débiteurs provient aussi des pertes réduites au quatrième trimestre de 2009 comparativement au quatrième trimestre de 2008 en raison des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel la société est exposée. Ces réductions ont été contrées en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt de 2,0 milliards de dollars US en janvier 2009 et de 700 millions de dollars en février 2009.

Au quatrième trimestre de 2009, les intérêts créditeurs et autres produits ont été de 22 millions de dollars, comparativement à des intérêts débiteurs de 5 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. L'accroissement de 27 millions de dollars des intérêts créditeurs au quatrième trimestre de 2009 s'explique surtout par l'incidence positive d'un dollar US moins fort sur les soldes du fonds de roulement pendant ce trimestre ainsi que par les gains supérieurs découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Ces progressions ont été en partie neutralisées par la baisse des intérêts créditeurs compte tenu des taux d'intérêt moins élevés.

Au quatrième trimestre de 2009, les impôts sur les bénéfices se sont élevés à 66 millions de dollars alors qu'ils avaient été de 93 millions de dollars pour la même période en 2008. La baisse provient avant tout d'ajustements d'impôts favorables en 2009, notamment celui de 30 millions de dollars découlant de la réduction des taux d'imposition des sociétés dans la province de l'Ontario, annulée en partie par la hausse du bénéfice avant les impôts.

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Au 22 février 2010, TCPL avait 649 millions d'actions ordinaires émises et en circulation, et la société n'avait en cours aucune option permettant d'acheter des actions ordinaires.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Pour un complément d'information sur TCPL, y compris la notice annuelle et d'autres documents d'information continue de la société, le lecteur est prié de consulter le site SEDAR au www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines Limited.

Un complément d'information sur les principales données financières consolidées pour les exercices compris dans la période allant de 2000 à 2009 est présenté sous la rubrique « Points saillants des résultats financiers des dix derniers exercices » dans la section sur les renseignements complémentaires du rapport annuel de la société.

GLOSSAIRE

AGIA	Loi <i>Alaska Gasline Inducement Act</i>	Chinook	Projet proposé de transport d'électricité depuis le Montana jusqu'au Nevada
American Natural Resources (« ANR »)	Réseau de gazoducs rayonnant à partir des gisements en exploitation principalement situés au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et en Louisiane et s'étendant jusqu'à des marchés situés principalement au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Ohio et en Indiana et installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan	CPN	Comité sur les problèmes nouveaux
ANR Pipeline	ANR Pipeline Company	Co ₂	Dioxyde de carbone
APG	Aboriginal Pipeline Group	Coolidge	Centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel en voie d'aménagement située à Coolidge, en Arizona
AUC	Alberta Utilities Commission	CrossAlta	Installation souterraine de stockage de gaz naturel située près de Crossfield, en Alberta
BAII	Bénéfice avant les intérêts et les impôts	É.-U.	États-Unis
BAIIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement	Edson	Installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta
b/j	Barils par jour	FASB	Financial Accounting Standards Board
Bear Creek	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta	FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Bécancour	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec	Foothills	Réseau de transport de gaz naturel depuis le centre de l'Alberta jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et les É.-U. et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et les É.-U.
Bison	Pipeline en construction qui s'étend depuis Powder River Basin, au Wyoming jusqu'au réseau de Northern Border dans le Dakota du Nord	Gas Pacifico	Gazoduc s'étendant de Loma de la Lata, en Argentine, jusqu'à Concepción, au Chili
BPC	BPC Generation Infrastructure Trust	Gas Transmission Northwest (« GTN »)	Réseau de transport de gaz naturel s'étendant de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho jusqu'à la frontière entre l'Oregon et la Californie, en passant par les États de l'Idaho, du Washington et de l'Oregon
Broadwater	Projet proposé de GNL importé situé dans le détroit de Long Island, New York	GES	Gaz à effet de serre
Bruce A	Participation dans la centrale nucléaire de Bruce Power A L.P.	GNL	Gaz naturel liquéfié
Bruce B	Participation dans la centrale nucléaire de Bruce Power L.P.	Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Bruce Power	Bruce A et Bruce B, collectivement	Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	Grandview	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick
CAE	Convention d'achat d'électricité	Great Lakes	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada et qui dessert les marchés de l'Est du Canada ainsi que du Nord-Est et du Midwest des États-Unis
Calpine	Calpine Corporation	GTNC	Gas Transmission Northwest Corporation
Cancarb	Centrale alimentée aux déchets de bois attenante aux installations de noir de carbone thermique de Cancarb situées à Medicine Hat, en Alberta	Guadalajara	Gazoduc en construction au Mexique, allant de Manzanillo, Colima jusqu'à Guadalajara, Jalisco
Carseland	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Carseland, en Alberta	GVM	Gazoduc de la vallée du Mackenzie
Cartier énergie éolienne	Cinq parcs éoliens à Gaspé, au Québec, dont trois sont en exploitation et deux sont en construction	GWh	Gigawatt-heure
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire	Halton Hills	Centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près de Toronto, en Ontario

IASB	International Accounting Standards Board	ONÉ	Office national de l'énergie du Canada
ICCA	Institut Canadien des Comptables Agréés	Palomar	Pipeline proposé qui s'étendrait du réseau de GTN jusqu'au fleuve Columbia, au nord-ouest de Portland
IESO	Independent Electricity System Operator	PCGR	Principes comptables généralement reconnus
IFRS	Normes internationales d'information financière	PipeLines LP	TC PipeLines, LP
INNERGY	Société de commercialisation de gaz industriel établie à Concepción, au Chili	PME	Pression maximale d'exploitation
Iroquois	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, qui alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis	Portland	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis un point situé près d'East Hereford, au Québec, jusqu'au Nord-Est des États-Unis
Irving	Irving Oil Limited	Portlands Energy	Centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près du centre-ville de Toronto, en Ontario
ISO	Organisation internationale de normalisation	projet de gazoduc de l'Alaska	Gazoduc proposé allant de Prudhoe Bay, en Alaska, à destination de l'Alberta ou de Valdez, en Alaska
Keystone	Oléoduc en construction qui transportera du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains à Wood River et à Patoka, en Illinois puis à destination de Cushing, en Oklahoma	projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »)	Gazoduc proposé devant être construit à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta
km	Kilomètre(s)	Projet éolien Kibby	Projet éolien situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, dans le nord-ouest du comté de Franklin, dans le Maine
Mackay River	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta	PWU	Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique
MCT	Marché de capacité à terme	Ravenswood	Centrale électrique à turbines multiples regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion située près de Queens, dans l'État de New York
Moody's	Moody's Investors Service	RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaires
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour	RDA	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
MW	Mégawatt	Redwater	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Redwater, en Alberta
MWh	Mégawatt-heure	réseau de l'Alberta	Réseau de transport de gaz naturel en Alberta
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.	réseau principal au Canada	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'Est jusqu'au Québec
North Baja	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de l'Arizona jusqu'à la frontière entre le Mexique et la Californie, en Basse-Californie	RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
Northern Border	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis un point de raccordement près de Monchy, en Saskatchewan, jusqu'au Midwest américain	S&P	Standard and Poor's
NYISO	New York Independent System Operator	SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
Oakville	Centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel proposée à Oakville, en Ontario	SEP	Society of Energy Professionals Trust
Ocean State Power (« OSP »)	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island	Sheerness	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Hanna, en Alberta
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario		
OMERS	Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario		

SSE	Santé, sécurité et environnement	TransQuébec & Maritimes (« TQM »)	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada et qui, au Québec, achemine du gaz naturel de Montréal à Québec et jusqu'au réseau de Portland
Sundance A	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Wabamun, en Alberta		
Sundance B	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Wabamun, en Alberta	Tuscarora	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Malin, en Oregon, pour se rendre à Wadsworth, au Nevada
Tamazunchale	Réseau de transport de gaz naturel au Mexique ayant son point de départ à Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi	VaR	Valeur à risque
TC Hydro	Installations hydroélectriques situées au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts	VECT	Vente aux enchères de capacité à terme
TCPL ou la société	TransCanada PipeLines Limited	Ventures LP	Réseau de transport de gaz naturel en Alberta qui alimente en gaz naturel la région des sables bitumineux dans le nord-est de l'Alberta ainsi qu'un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta
TCPL USA	TransCanada PipeLine USA Ltd.		
TCPM	TransCanada Power Marketing Ltd.		
TIOL	Taux interbancaire offert à Londres		
TransCanada	TransCanada Corporation	WCI	Western Climate Initiative
TransGas	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Mariquita, dans la région centrale de la Colombie, jusqu'à Cali, dans le sud-ouest de ce pays	Zephyr	Projet proposé de ligne de transport d'électricité depuis le Wyoming jusqu'au Nevada

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

La direction a rédigé le rapport de gestion du présent rapport annuel en se fondant sur les résultats financiers de la société, lesquels ont été établis conformément aux PCGR. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2009 et 2008, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. De plus, le rapport de gestion met en relief les changements importants survenus entre 2008 et 2007.

La direction a conçu et maintient un système de contrôles internes à l'égard de l'information financière comprenant un programme de vérifications internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôles internes à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre de contrôle interne intégré au cadre de référence du *Committee of Sponsoring Organizations* de la *Treadway Commission*. À la suite de son évaluation, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces au 31 décembre 2009 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité de vérification rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et la vérification conformément aux modalités de la charte du comité de vérification définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité de vérification de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés avant que ces derniers ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les vérificateurs internes et les vérificateurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité de vérification sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité de vérification approuve les modalités de la mission des vérificateurs externes indépendants et il revoit le plan de vérification annuel, le rapport des vérificateurs et les résultats de la vérification. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet de vérificateurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

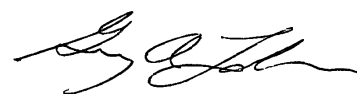
Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., vérificateurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Le rapport de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et
chef de la direction,



Harold N. Kvisle

Le vice-président directeur et
chef des finances,



Gregory A. Lohnes

Le 22 février 2010

**Rapport des
vérificateurs****Aux actionnaires de TransCanada PipeLines Limited**

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada PipeLines Limited aux 31 décembre 2009 et 2008 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, du cumul des autres éléments du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2009 et 2008, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 22 février 2010

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Produits	8 966	8 619	8 828
Charges (produits) d'exploitation et autres			
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	3 367	3 014	3 030
Achats de produits de base revendus	1 511	1 501	1 901
Autres produits	(49)	(38)	(48)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine (note 18)	–	(279)	–
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater (note 7)	–	41	–
	4 829	4 239	4 883
	4 137	4 380	3 945
Amortissement (note 7)	1 377	1 247	1 237
	2 760	3 133	2 708
Charges financières (produits financiers)			
Intérêts débiteurs (note 10)	986	962	961
Intérêts débiteurs des coentreprises (note 11)	64	72	75
Intérêts créditeurs et autres produits	(119)	(42)	(118)
	931	992	918
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 829	2 141	1 790
Impôts sur les bénéfices (note 19)			
Exigibles	32	524	429
Futurs	344	67	54
	376	591	483
Participations sans contrôle (note 15)	74	108	75
Bénéfice net	1 379	1 442	1 232
Dividendes sur les actions privilégiées (note 17)	22	22	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 357	1 420	1 210

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 379	1 442	1 232
Amortissement	1 377	1 247	1 237
Impôts futurs (note 19)	344	67	54
Participations sans contrôle (note 15)	74	108	75
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges (note 22)	(111)	17	43
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater (note 7)	–	41	–
Autres	(19)	70	(38)
	3 044	2 992	2 603
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 23)	(88)	128	63
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 956	3 120	2 666
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(5 417)	(3 134)	(1 651)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 9)	(902)	(3 229)	(4 223)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles (note 9)	–	28	35
Montants reportés et autres	(571)	(459)	(169)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(6 890)	(6 794)	(6 008)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (note 16 et 17)	(998)	(817)	(725)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(78)	(119)	(66)
Avances de (remboursées à) la société mère (note 25)	932	(180)	389
Billets à payer (remboursés) émis, montant net (note 20)	(244)	1 659	(412)
Dettes à long terme émises, déduction faite des frais d'émission (note 10)	3 267	2 197	2 616
Réduction de la dette à long terme	(1 005)	(840)	(1 088)
Dettes à long terme émises par des coentreprises (note 11)	226	173	142
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(246)	(120)	(157)
Actions ordinaires émises (note 16)	1 676	2 419	1 842
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission (note 9)	193	–	348
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission (note 12)	–	–	1 094
Titres privilégiés rachetés	–	–	(488)
Rentrées nettes liées aux activités de financement	3 723	4 372	3 495
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents trésorerie	(110)	98	(50)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(321)	796	103
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	1 300	504	401
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	979	1 300	504

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	979	1 300
Débiteurs	968	1 280
Montant à recevoir de TransCanada Corporation (note 25)	845	1 329
Stocks	511	489
Autres	701	523
	4 004	4 921
Immobilisations corporelles (note 5)	32 879	29 189
Écart d'acquisition (note 6)	3 763	4 397
Actifs réglementaires (note 14)	1 524	201
Actifs incorporels et autres (note 7)	2 500	2 027
	44 670	40 735
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 20)	1 687	1 702
Créditeurs	2 191	2 102
Intérêts courus	380	361
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 10)	478	786
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an (note 11)	212	207
	4 948	5 158
Montant à rembourser à TransCanada Corporation (note 25)	2 069	1 621
Passif réglementaire (note 14)	385	317
Montants reportés (note 13)	743	1 168
Impôts futurs (note 19)	2 893	1 253
Dette à long terme (note 10)	16 186	15 368
Dette à long terme des coentreprises (note 11)	753	869
Billets subordonnés de rang inférieur (note 12)	1 036	1 213
	29 013	26 967
Participations sans contrôle (note 15)	785	805
Capitaux propres	14 872	12 963
	44 670	40 735

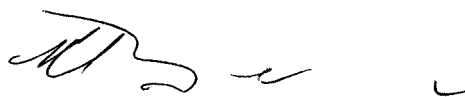
Engagements, éventualités et garanties (note 24)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



Harold N. Kvisle
Administrateur



Kevin E. Benson
Administrateur

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Bénéfice net	1 379	1 442	1 232
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices			
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(471)	571	(350)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	258	(589)	79
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	77	(60)	42
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	(24)	(23)	42
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés disponibles à la vente ⁽⁵⁾	–	2	–
Autres éléments du résultat étendu	(160)	(99)	(187)
Résultat étendu	1 219	1 343	1 045

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 92 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 101 millions de dollars en 2007).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 124 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 303 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 41 millions de dollars en 2007).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 7 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 41 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 27 millions de dollars en 2007).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 9 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 23 millions de dollars en 2007).

⁽⁵⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de néant en 2008.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

<i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie et autres	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2007	(90)	–	(90)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers ⁽¹⁾	–	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(350)	–	(350)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽³⁾	79	–	79
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽⁴⁾	–	42	42
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 ⁽⁵⁾	–	42	42
Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	571	–	571
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽³⁾	(589)	–	(589)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽⁴⁾	–	(60)	(60)
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 ⁽⁵⁾	–	(23)	(23)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés disponibles à la vente ⁽⁶⁾	–	2	2
Solde au 31 décembre 2008	(379)	(93)	(472)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(471)	–	(471)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽³⁾	258	–	258
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽⁴⁾	–	77	77
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 ⁽⁵⁾⁽⁷⁾	–	(24)	(24)
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)

⁽¹⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 44 millions de dollars en 2007.

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 92 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 101 millions de dollars en 2007).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 124 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 303 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 41 millions de dollars en 2007).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 7 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 41 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 27 millions de dollars en 2007).

⁽⁵⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 9 millions de dollars en 2009 (recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars en 2008; charge fiscale de 23 millions de dollars en 2007).

⁽⁶⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de néant en 2008.

⁽⁷⁾ Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie déclarés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et qui devraient être reclassés dans le bénéfice net en 2010 sont évalués à 14 millions de dollars (12 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES CAPITAUX PROPRES

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	8 973	6 554	4 712
Produit de l'émission d'actions (note 16)	1 676	2 419	1 842
Solde à la fin de l'exercice	10 649	8 973	6 554
Actions privilégiées			
Solde au début et à la fin de l'exercice	389	389	389
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	284	281	277
Accroissement de la participation dans PipeLines LP (note 9)	47	–	–
Autres	4	3	4
Solde à la fin de l'exercice	335	284	281
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	3 789	3 202	2 719
Bénéfice net	1 379	1 442	1 232
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 015)	(833)	(731)
Dividendes sur les actions privilégiées (note 17)	(22)	(22)	(22)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers	–	–	4
Solde à la fin de l'exercice	4 131	3 789	3 202
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(472)	(373)	(90)
Autres éléments du résultat étendu	(160)	(99)	(187)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers	–	–	(96)
Solde à la fin de l'exercice	(632)	(472)	(373)
	3 499	3 317	2 829
Total des capitaux propres	14 872	12 963	10 053

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 1 DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation (« TransCanada ») et l'une des plus importantes sociétés énergétiques d'Amérique du Nord. TCPL exerce ses activités dans deux secteurs, les pipelines et l'énergie, chacune de ces entreprises proposant des produits et services différents.

Pipelines

Le secteur des pipelines est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées. Par l'entremise du secteur des pipelines, TCPL possède et exploite :

- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'Est jusqu'au Québec (le « réseau principal au Canada »);
- un réseau de transport de gaz naturel en Alberta (le « réseau de l'Alberta »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend des gisements en exploitation situés principalement au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et en Louisiane jusqu'à des marchés situés principalement dans les États du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana et des installations de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan (« ANR »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho à la frontière entre l'Oregon et la Californie (« GTN »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine au centre de l'Alberta et qui s'étend jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et le Montana (« Foothills »);
- des réseaux de transport de gaz naturel en Alberta qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta et un complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta (« Ventures LP »);
- un réseau de gazoducs au Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi (« Tamazunchale »).

Par le truchement de son secteur des pipelines, TCPL exploite les réseaux pipeliniers suivants et y détient des participations :

- une participation directe de 53,6 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui dessert les marchés de l'est du Canada, du Nord-Est des États-Unis et du Midwest américain (« Great Lakes »);
- une participation de 61,7 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine près d'East Hereford, au Québec, pour aboutir dans le Nord-Est des États-Unis (« Portland »);
- une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui achemine du gaz naturel au Québec, de Montréal à Québec, ainsi que jusqu'au réseau de Portland (« TQM »);
- une participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP (« PipeLines LP »), dont la participation dans les pipelines suivants exploités par TCPL s'établit comme suit :
 - une participation de 46,4 % dans Great Lakes; TCPL détient une participation effective cumulée de 71,3 % dans Great Lakes par le truchement de PipeLines LP et d'une participation directe décrite ci-dessus;
 - une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine à un point près de Monchy, en Saskatchewan et se termine dans le Midwest américain (« Northern Border »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 19,1 % par le truchement de PipeLines LP;
 - une participation de 100 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine en Arizona et se termine à la frontière entre la Basse-Californie, au Mexique, et la Californie (« North Baja »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 38,2 % par le truchement de PipeLines LP;
 - une participation de 100 % dans un réseau de transport de gaz naturel depuis Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada (« Tuscarora »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 38,2 % par le truchement de PipeLines LP.

TCPL détient des participations dans les pipelines et les activités de commercialisation du gaz ci-dessous, mais dont elle n'assure pas l'exploitation :

- une participation de 44,5 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York et qui alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis (« Iroquois »);
- une participation de 46,5 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Mariquita, jusqu'à Cali, en Colombie (« TransGas »);

- une participation de 30 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine à Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili (« Gas Pacífico ») ainsi que dans une société de commercialisation du gaz naturel industriel établie à Concepción (« INNERGY »).

TCPL construit des pipelines ou aménage des projets pipeliniers qu'elle prévoit exploiter, notamment :

- un pipeline en construction qui transportera du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains, à Wood River et à Patoka, en Illinois, puis à destination de Cushing, en Oklahoma et un projet en voie d'aménagement prévoyant l'expansion du pipeline et son prolongement jusqu'à la côte du golfe du Mexique (« Keystone »);
- un pipeline en construction qui transportera du gaz naturel depuis le Wyoming jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord (« Bison »);
- un pipeline en construction au Mexique qui transportera du gaz naturel depuis Manzanillo jusqu'à Guadalajara (« Guadalajara »).

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Par l'entremise du secteur de l'énergie, la société possède et exploite :

- des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta situées à Carseland, à Redwater, à Bear Creek et à MacKay River;
- une centrale électrique alimentée à la chaleur résiduelle faisant partie de l'installation de noir de carbone thermique de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (« Cancarb »);
- une centrale électrique alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion située à Queens, dans l'État de New York (« Ravenswood »);
- des actifs de production hydroélectrique situés dans les États du New Hampshire, du Vermont et du Massachusetts (« TC Hydro »);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island (« Ocean State Power »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec (« Bécancour »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick (« Grandview »);
- une installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta (« Edson »);
- la première étape d'un projet éolien en deux étapes situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, comté de Franklin, dans le nord-ouest du Maine (« projet éolien Kibby »).

TCPL, par le truchement de son secteur le l'énergie, détient des participations dans les centrales électriques et les installations de stockage de gaz naturel non réglementées suivantes, qu'elle n'exploite pas :

- des participations de respectivement 48,8 % et 31,6 % dans les centrales nucléaires de Bruce A et de Bruce B (collectivement, « Bruce Power »), situées près de Tiverton, en Ontario;
- une participation de 62 % dans trois (Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton) de cinq parcs éoliens proposés en Gaspésie, au Québec (« Cartier énergie éolienne »);
- une participation de 60 % dans une installation de stockage de gaz naturel souterraine située près de Crossfield, en Alberta (« CrossAlta »);
- une participation de 50 % dans une centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel à Toronto, en Ontario (« Portlands Energy »).

TCPL détient également des conventions d'achat d'électricité à long terme (« CAE ») visant :

- 100 % de la production des centrales électriques de Sundance A et, par le truchement d'une société de personnes, 50 % de la production des centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta;
- une capacité de production de 756 mégawatts (« MW ») de la centrale électrique de Sheerness à proximité de Hanna, en Alberta.

TCPL possède des participations dans les projets énergétiques en construction ou en cours d'aménagement suivants :

- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel en construction près de Toronto, en Ontario (« Halton Hills »);
- une centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel en construction à Coolidge, en Arizona (« Coolidge »);
- la deuxième et dernière étape du projet éolien Kibby en construction;
- une participation de 62 % dans les parcs éoliens Gros-Morne et Montagne-Sèche en construction, les quatrième et cinquième parcs éoliens de Cartier énergie éolienne;
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel en voie d'aménagement près d'Oakville, en Ontario (« Oakville »).

NOTE 2 CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux PCGR. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

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 résumées ci-après.

Règles de présentation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de TCPL et de ses filiales. La société consolide sa participation dans des entités sur lesquelles elle peut exercer un contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TCPL consolide proportionnellement sa quote-part des comptes des coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint. TCPL suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser ses participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

Réglementation

Les gazoducs réglementés au Canada relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du Canada. Depuis avril 2009, le réseau de l'Alberta relève de la compétence de l'ONÉ. Avant cette date, le réseau de l'Alberta était assujéti à la réglementation de l'Alberta Utilities Commission (« AUC »). Les gazoducs et les actifs de stockage réglementés aux États-Unis sont assujéti à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation et à la détermination des droits. Pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges de ces entreprises réglementées peut différer de celui qui est préconisé par les PCGR.

Constatation des produits

Pipelines

Au sein du secteur des pipelines, les produits des établissements canadiens à tarifs réglementés sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ. Les produits des établissements américains à tarifs réglementés sont constatés conformément aux règles et règlements de la FERC. Les produits des gazoducs de la société sont générés en fonction de la quantité de gaz livré ou de la capacité faisant l'objet de contrats. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés sur la durée des contrats. Dans le cas du service interruptible ou volumétrique, les produits sont constatés au moment où la livraison est effectuée. Les gazoducs canadiens de la société qui sont assujéti aux instances tarifaires pourraient devoir rembourser une partie des produits qu'elles perçoivent en fonction de l'issue d'instances tarifaires futures. Les produits des établissements qui ne sont pas assujéti à la réglementation sont constatés lorsque les produits ont été livrés ou lorsque les services ont été fournis.

Énergie

i) Électricité

Les produits de l'entreprise d'électricité de la société découlent principalement de la vente d'électricité dans le cadre des activités de commercialisation de l'énergie et de la vente de gaz combustible inutilisé, et ils sont constatés lorsque la livraison a lieu. Les produits sont aussi tirés de contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés et ils tiennent compte également des paiements de capacité et des services complémentaires, qui sont gagnés mensuellement. La comptabilité des contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés est décrite sous la rubrique « Instruments financiers » de la présente note.

ii) Stockage de gaz naturel

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel offerts sont constatés conformément aux modalités des contrats de stockage de gaz naturel. Les produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les contrats à terme pour l'achat ou la vente de gaz naturel ainsi que les stocks de gaz naturel exclusif détenus sont constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont inscrites dans les produits.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de matières, de fournitures, y compris les pièces de rechange, et de combustible, sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants. La société évalue ses stocks de gaz naturel exclusif à leur juste valeur en fonction de la moyenne pondérée des prix à terme des quatre mois suivants moins les coûts de vente. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'une entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société constate les ventes et les achats nets de stocks de gaz naturel exclusif dans les produits. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif détenus sont constatées dans les stocks et les produits.

Immobilisations corporelles**Pipelines**

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les gazoducs et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 1 % et 25 %; des taux divers s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction se composant de titres d'emprunt et de titres de participation en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation. Cette provision est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans le bilan. Dans le cas des pipelines non réglementés, l'intérêt est capitalisé pendant la construction. La partie de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction qui représente les capitaux propres est une dépense hors trésorerie.

Lorsque des pipelines réglementés mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une installation hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Énergie

Le grand équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel du secteur de l'énergie sont comptabilisés au coût et sont amortis, lorsque les actifs sont prêts pour leur utilisation prévue, selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 10 %. Les actifs de production d'énergie nucléaire faisant l'objet de contrats de location-acquisition sont initialement comptabilisés à la valeur actualisée des loyers minimums au moment de l'entrée en vigueur du contrat et ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile ou sur la durée restante du contrat, selon la période la plus courte. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur la durée d'utilisation estimative. L'intérêt est capitalisé dans le cas des installations en construction.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Perte de valeur des actifs immobilisés

La société passe en revue ses actifs immobilisés, notamment ses immobilisations et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être récupérable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les acquisitions d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont constatés à leurs justes valeurs estimatives à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur d'un actif. Une évaluation initiale est effectuée en comparant la juste valeur de l'exploitation, qui comprend l'écart d'acquisition, à la valeur comptable de chacune des unités d'exploitation. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et une deuxième évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième évaluation, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée au moment de l'évaluation initiale. Si la valeur comptable de l'écart

d'acquisition est supérieure à cette juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur est alors constatée.

Conventions d'achat d'électricité

Une CAE est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les paiements initiaux pour les CAE ont été reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats à l'échéance, soit en 2017 et 2020. Les CAE aux termes desquelles TCPL achète de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en fonction des mêmes modalités. Les CAE sous-louées sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et TCPL constate les marges réalisées sur ces dernières en tant que composante des produits d'exploitation.

Impôts sur les bénéficiaires

La société applique la méthode du report d'impôts variable pour comptabiliser les impôts sur les bénéficiaires, qui exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéficiaires imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient être soit recouverts, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent.

Avant le 1^{er} janvier 2009, tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la société appliquait la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéficiaires aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel au Canada. Cette méthode a également été utilisée à des fins comptables, ainsi qu'il est permis selon les PCGR, puisqu'il était raisonnable de croire que les impôts futurs à payer seront inclus dans les coûts futurs du service et qu'ils seront alors constatés dans les produits d'exploitation. Pour toutes ses autres activités, la société continue d'appliquer la méthode du report d'impôts variable.

Dans le cas des bénéficiaires non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéficiaires dans un avenir prévisible.

Conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les établissements étrangers de la société sont autonomes et leurs comptes sont convertis en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, et les postes inclus dans les états consolidés des résultats, des capitaux propres, du résultat étendu, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les écarts de conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans les résultats, exception faite des gains ou des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant au réseau de l'Alberta, à Foothills et au réseau principal au Canada, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, tel qu'il est permis par les organismes de réglementation.

Instruments financiers

La société constate initialement tous les instruments financiers au bilan à leur juste valeur. Par la suite, ils sont évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés. Les actifs financiers sont répartis dans les catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance et prêts et créances. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers.

Les instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés. Un actif ou un passif financier peut être désigné comme étant détenu à des fins de transaction lorsqu'il est conclu dans le but de générer un profit. La société n'a désigné aucun actif ni aucun passif financier autre que des instruments dérivés comme étant détenu à des fins de transaction. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction portant sur les produits de base sont initialement constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont incluses dans les produits. Les variations de la juste valeur des instruments détenus à des fins de transaction portant sur le taux de change et les taux d'intérêt sont incluses respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans la même catégorie financière que l'est la position sous-jacente au moment du règlement de l'instrument financier.

La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans l'une des trois autres catégories. Les instruments financiers disponibles à la vente de TCPL comprennent des titres à revenu fixe détenus à des fins d'autoassurance. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur

juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Les revenus découlant du règlement des actifs financiers disponibles à la vente sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

La catégorie des actifs détenus jusqu'à leur échéance représente les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La société ne détient pas d'actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance.

Les comptes clients, les prêts et les autres créances assortis de paiements fixes ou déterminés qui ne sont pas soumis au cours d'un marché actif sont classés dans les « prêts et créances » et ils sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute baisse de valeur. Les prêts et les créances de la société comprennent les débiteurs, l'intérêt et l'encours des prêts et billets à des tiers non productifs d'intérêt. L'intérêt et les autres revenus touchés sur ces actifs financiers sont constatés dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les autres passifs financiers sont les passifs financiers qui ne sont pas classés comme passifs détenus à des fins de transaction. Les éléments de cette catégorie d'instruments financiers sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Intérêts débiteurs et Intérêts débiteurs des coentreprises.

La société utilise des instruments dérivés et d'autres instruments financiers pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des produits énergétiques de base. La société a également recours à des instruments dérivés et à des titres d'emprunt libellés en dollars US pour gérer le risque de change lié à ses établissements étrangers.

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan à leur juste valeur, exception faite des instruments dérivés non financiers conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas désignés dans une relation de couverture sont incluses dans le bénéfice net. Les instruments dérivés utilisés dans des relations de couvertures sont présentés plus en détail sous la rubrique « Couvertures » de la présente note.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (contrat hôte) sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont incluses dans le bénéfice net.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés relativement aux risques liés au réseau de l'Alberta, à Foothills et au réseau principal au Canada est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes sur les instruments financiers comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs sont reportés dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Les coûts de transaction sont définis comme les coûts différentiels directement attribuables à l'acquisition, à l'émission ou à la cession d'un instrument financier. La société porte les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux pipelines réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification.

La société constate la juste valeur de sa quote-part des garanties conjointes et solidaires importantes. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans un compte de placement ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les montants reportés.

Couvertures

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes. Pour qu'un contrat de couverture soit admissible à la comptabilité de couverture, les documents requis doivent être préparés au moment de l'entrée en vigueur du contrat. De plus, la société évalue l'efficacité de la couverture au moment de l'entrée en vigueur du contrat et à la date de chaque bilan. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert. Les variations de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres produits et dans les intérêts débiteurs. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la

juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est initialement inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans les produits nets, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement sortis des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans le bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il est déterminé que l'opération prévue ne se produira pas.

La société conclut en outre des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures de la juste valeur pour ses activités à tarif réglementé. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces couvertures peuvent être recouverts par le truchement des droits imputés par la société. Par conséquent, ils sont reportés à titre d'actifs ou de passifs soumis à la réglementation des tarifs au nom des contribuables. Que les couvertures soient réglées ou non, les gains ou les pertes réalisés sont perçus auprès des contribuables ou leur sont remboursés au cours d'exercices subséquents.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ses instruments de couverture ou réduit son investissement dans des établissements étrangers.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une évaluation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé à la fin de chaque exercice au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

Puisqu'il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de la mise hors service d'immobilisations relativement aux gazoducs réglementés et aux centrales hydroélectriques, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées. Dans le cas des actifs nucléaires loués par Bruce Power, puisque ces actifs sont loués par Bruce Power et que le locateur est responsable du passif lié au déclassement aux termes du contrat de location, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Les estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que des lois et règlements édictés. Les estimations sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les quotas d'émission ou crédits de pollution achetés à des fins de conformité sont constatés à la date du bilan au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont rachetés. Les paiements de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. La société n'attribue aucune valeur à des fins comptables aux quotas accordés à TCPL ou générés par la société. Au besoin, TCPL comptabilise au bilan un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de l'estimation la meilleure du montant requis pour régler l'obligation. Les quotas ou les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et constatés dans les produits.

Régimes d'avantages sociaux et autres

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et d'autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges au moment où elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés gagnent dans le cadre des régimes PD et des autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des

services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles au comptant. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Certaines coentreprises de la société procurent à leurs employés des régimes PD. La société comptabilise sa quote-part des charges, de la capitalisation des régimes de retraite ainsi que des actifs et des passifs au titre des prestations constituées découlant de ces régimes.

NOTE 3 MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permettait la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfices » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les établissements à tarifs réglementés. Conformément à la hiérarchie comptable du *Manuel de l'ICCA*, la société a choisi d'adopter des conventions comptables conformes à l'Accounting Standards Codification (« ASC ») Topic 980 du Financial Accounting Standards Board (« FASB ») des États-Unis intitulée *Regulated Operations*. Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société doit constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilise un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits le 1^{er} janvier 2009 dans les impôts futurs et dans les actifs réglementaires.

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

Écart d'acquisition et actifs incorporels

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

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

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

Modifications comptables futures

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

Le chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupement d'entreprises » 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 d'informations supplémentaires. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 seront 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 ». Ces normes exigeront 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 inclura

100 % des résultats de la filiale et présentera alors la ventilation entre la participation avec contrôle et les participations sans contrôle. Ces normes entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2011, mais leur adoption anticipée est permise. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 seront appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 seront appliqués rétrospectivement.

Normes internationales d'information financière

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

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

En raison des changements proposés à certains IFRS ainsi que de l'étape actuelle du projet d'IFRS de la société, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES

Le 1^{er} janvier 2009, TCPL a révisé la présentation de certains produits et de certaines charges figurant dans l'état consolidé des résultats afin de mieux refléter la structure opérationnelle et financière de la société. Pour dresser les états financiers conformément à la nouvelle présentation, certains produits et certaines charges liés à des opérations antérieurement classés en tant qu'autres charges (produits) à l'état consolidé des résultats sont désormais inclus dans les charges (produits) d'exploitation et autres. L'amortissement a été redéfini et il comprend 58 millions de dollars en 2009 (58 millions de dollars en 2008 et 2007) au titre des CAE antérieurement comprises dans les produits de base revendus. Les frais des services de soutien qui étaient auparavant attribués aux secteurs des pipelines et de l'énergie, d'un montant de 112 millions de dollars en 2009 (106 millions de dollars en 2008; 97 millions de dollars en 2007) sont désormais inclus dans le secteur du siège social. En outre, les montants liés aux intérêts débiteurs et intérêts débiteurs des coentreprises, aux intérêts créditeurs et autres produits, aux impôts sur les bénéfices et aux participations sans contrôle ne sont plus présentés dans le cadre des informations sectorielles. Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de ces modifications. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé déclaré.

<i>Exercice terminé le 31 décembre 2009 (en millions de dollars)</i>	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 729	4 237	–	8 966
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 655)	(1 595)	(117)	(3 367)
Achats de produits de base revendus	–	(1 511)	–	(1 511)
Autres produits	48	1	–	49
	3 122	1 132	(117)	4 137
Amortissement	(1 030)	(347)	–	(1 377)
	2 092	785	(117)	2 760
Intérêts débiteurs				(986)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(64)
Intérêts créditeurs et autres produits				119
Impôts sur les bénéfices				(376)
Participations sans contrôle				(74)
Bénéfice net				1 379
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 357
<i>Exercice terminé le 31 décembre 2008 (en millions de dollars)</i>	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 650	3 969	–	8 619
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 645)	(1 259)	(110)	(3 014)
Achats de produits de base revendus	–	(1 501)	–	(1 501)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	–	–	279
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	–	(41)	–	(41)
Autres produits	31	1	6	38
	3 315	1 169	(104)	4 380
Amortissement	(989)	(258)	–	(1 247)
	2 326	911	(104)	3 133
Intérêts débiteurs				(962)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(72)
Intérêts créditeurs et autres produits				42
Impôts sur les bénéfices				(591)
Participations sans contrôle				(108)
Bénéfice net				1 442
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 420
<i>Exercice terminé le 31 décembre 2007 (en millions de dollars)</i>	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 712	4 116	–	8 828
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 590)	(1 336)	(104)	(3 030)
Achats de produits de base revendus	(72)	(1 829)	–	(1 901)
Autres produits	27	19	2	48
	3 077	970	(102)	3 945
Amortissement	(1 021)	(216)	–	(1 237)
	2 056	754	(102)	2 708
Intérêts débiteurs				(961)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(75)
Intérêts créditeurs et autres produits				118
Impôts sur les bénéfices				(483)
Participations sans contrôle				(75)
Bénéfice net				1 232
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 210

TOTAL DE L'ACTIF

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Pipelines	29 508	25 020
Énergie	12 477	12 006
Siège social	2 685	3 709
	44 670	40 735

RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Produits⁽¹⁾			
Canada – marché intérieur	5 177	4 599	5 019
Canada – exportations	756	1 125	1 006
États-Unis et autres	3 033	2 895	2 803
	8 966	8 619	8 828

⁽¹⁾ Les produits sont répartis par pays, selon le pays d'origine des produits ou services.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Immobilisations corporelles		
Canada	20 266	18 041
États-Unis	12 441	10 973
Mexique	172	175
	32 879	29 189

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Pipelines	3 904	1 854	564
Énergie	1 487	1 266	1 079
Siège social	26	14	8
	5 417	3 134	1 651

NOTE 5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2009			2008		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Pipelines⁽¹⁾						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	8 752	4 501	4 251	8 740	4 269	4 471
Postes de compression	3 379	1 529	1 850	3 373	1 399	1 974
Postes de comptage et autres	364	153	211	344	140	204
	12 495	6 183	6 312	12 457	5 808	6 649
En construction	27	–	27	16	–	16
	12 522	6 183	6 339	12 473	5 808	6 665
Réseau de l'Alberta						
Pipeline	6 002	2 777	3 225	5 518	2 637	2 881
Postes de compression	1 696	983	713	1 552	914	638
Postes de comptage et autres	879	342	537	846	317	529
	8 577	4 102	4 475	7 916	3 868	4 048
En construction	281	–	281	354	–	354
	8 858	4 102	4 756	8 270	3 868	4 402
ANR						
Pipeline	848	79	769	976	69	907
Postes de compression	489	65	424	579	61	518
Postes de comptage et autres	646	67	579	686	50	636
	1 983	211	1 772	2 241	180	2 061
En construction	23	–	23	31	–	31
	2 006	211	1 795	2 272	180	2 092
GTN ⁽²⁾						
Pipeline	1 135	205	930	1 482	215	1 267
Postes de compression	414	59	355	562	63	499
Postes de comptage et autres	93	22	71	134	23	111
	1 642	286	1 356	2 178	301	1 877
En construction	22	–	22	30	–	30
	1 664	286	1 378	2 208	301	1 907
Keystone – en construction	5 305	–	5 305	1 361	–	1 361
Coentreprises et autres						
Great Lakes	1 608	694	914	1 875	744	1 131
Foothills	1 645	917	728	1 655	873	782
Northern Border	1 316	613	703	1 530	682	848
Autres ⁽²⁾⁽³⁾	2 307	587	1 720	2 078	566	1 512
	6 876	2 811	4 065	7 138	2 865	4 273
	37 231	13 593	23 638	33 722	13 022	20 700
Énergie						
Centrales nucléaires ⁽⁴⁾	1 769	451	1 318	1 604	364	1 240
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	1 712	82	1 630	1 977	22	1 955
Centrales alimentées au gaz naturel – autres ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	2 032	522	1 510	1 702	504	1 198
Centrales hydroélectriques	625	56	569	628	48	580
Énergie éolienne ⁽⁷⁾	611	41	570	391	18	373
Stockage de gaz naturel	418	56	362	374	46	328
Autres	156	89	67	156	82	74
	7 323	1 297	6 026	6 832	1 084	5 748
En construction – centrales nucléaires ⁽⁸⁾	1 845	–	1 845	1 463	–	1 463
En construction – autres ⁽⁹⁾	1 287	–	1 287	1 224	–	1 224
	10 455	1 297	9 158	9 519	1 084	8 435
Siège social	110	27	83	74	20	54
	47 796	14 917	32 879	43 315	14 126	29 189

(1) En 2009, la société a capitalisé 33 millions de dollars (27 millions de dollars en 2008) au titre de la tranche représentant les capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des gazoducs.

(2) Les résultats de GTN tiennent compte de North Baja jusqu'au 1^{er} juillet 2009, date de sa vente à PipeLines LP.

- (3) Les autres pipelines comprennent les actifs de Portland, d'Iroquois, de TQM, de North Baja, de Tamazunchale, de Ventures LP et de Tuscarora et des dépenses de 200 millions de dollars (néant en 2008) et de 29 millions de dollars (néant en 2008) pour la construction de respectivement Bison et Guadalajara.
- (4) Comprend les actifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition liés à Bruce Power.
- (5) Comprend les installations qui détiennent des CAE à long terme et qui sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 se sont élevés à respectivement 93 millions de dollars et 17 millions de dollars (respectivement 90 millions de dollars et 13 millions de dollars en 2008). En 2009, des produits de 15 millions de dollars (14 millions de dollars en 2008; 16 millions de dollars en 2007) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- (6) Comprend Portlands Energy depuis avril 2009.
- (7) Comprend la première étape du projet éolien Kibby au 30 octobre 2009.
- (8) Les actifs nucléaires en construction comprennent principalement les dépenses engagées pour la remise à neuf et en service de Bruce A.
- (9) Les autres actifs en construction du secteur de l'énergie au 31 décembre 2009 comprennent les dépenses engagées pour la construction de Halton Hills, de Coolidge, de la deuxième étape du projet éolien Kibby et des parcs éoliens de Gros-Morne et de Montagne-Sèche de Cartier énergie éolienne.

NOTE 6 ÉCART D'ACQUISITION

La société a constaté l'écart d'acquisition suivant au titre de ses acquisitions aux États-Unis :

<i>(en millions de dollars)</i>	Pipelines	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2008	2 633	–	2 633
Acquisition de Ravenswood	–	949	949
Change et ajustements	749	66	815
Solde au 31 décembre 2008	3 382	1 015	4 397
Change et ajustements	(491)	(143)	(634)
Solde au 31 décembre 2009	2 891	872	3 763

NOTE 7 ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
CAE ⁽¹⁾	593	651
Coûts d'élaboration de projets reportés ⁽²⁾	470	116
Prêts et avances ⁽³⁾⁽⁴⁾ (note 24)	417	140
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux (note 22)	383	234
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 18)	260	191
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁽⁵⁾	84	85
Contrat de location-exploitation payé d'avance ⁽³⁾	–	369
Autres	293	241
	2 500	2 027

(1) Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les états financiers consolidés :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009			2008		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE	915	322	593	915	264	651

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 58 millions de dollars (58 millions de dollars en 2008 et en 2007). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour chacun des cinq prochains exercices est de : 58 millions de dollars en 2010; 57 millions de dollars en 2011; 57 millions de dollars en 2012, 57 millions de dollars en 2013 et 57 millions de dollars en 2014.

- (2) Le solde au 31 décembre 2009, soit 470 millions de dollars (74 millions de dollars en 2008), se rapportait au projet de Keystone. Le solde au 31 décembre 2008 comprenait 42 millions de dollars liés au projet pipelinier de Bison, inclus dans les immobilisations corporelles en 2009. En 2008, TCPL a radié des coûts capitalisés de 41 millions de dollars relativement au projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater après que le Département d'État de l'État de New York ait rejeté la proposition de construction de cette installation. Les dépenses annuelles d'aménagement de projet sont incluses dans les montants reportés et autres à l'état des flux de trésorerie.
- (3) Au moment de l'acquisition de Ravenswood en août 2008, une tranche de 322 millions de dollars d'un contrat de location-exploitation a été payée d'avance. Aux termes de l'accord d'acquisition de Ravenswood de mars 2009, TCPL a également fait l'acquisition du locateur, ce qui a éliminé le contrat de location-exploitation payé d'avance au moment de la consolidation. Au 31 décembre 2009, TCPL détenait un billet à recevoir de 317 millions de dollars du vendeur de Ravenswood, en août 2008, portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2039. Les prêts et avances comprennent un montant de 274 millions de dollars qui représente la tranche à long terme du billet à recevoir.
- (4) Au 31 décembre 2009, les prêts et avances comprennent un prêt de 143 millions de dollars (140 millions de dollars en 2008) consenti à l'APG afin de financer l'APG pour sa part de un tiers des coûts d'élaboration de projet liés au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. La capacité de recouvrer ce placement dépend toujours de la réussite du projet.
- (5) Le solde se rapporte principalement à la participation de 46,5 % que détient la société dans TransGas.

NOTE 8 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2009	Quote-part de TCPL				
		Bénéfice (perte) avant les impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Actif net Aux 31 décembre	
		2009	2008	2007	2009	2008
Pipelines						
Northern Border ⁽¹⁾		47	59	67	420	479
Iroquois	44,5 %	44	32	25	183	239
TQM	50,0 %	22	12	11	82	69
Keystone ⁽²⁾		–	(7)	s.o. ⁽³⁾	–	906
Great Lakes ⁽⁴⁾		–	–	13	–	–
Autres	Divers	17	15	13	56	70
Énergie						
Bruce A	48,8 %	3	46	8	2 386	2 012
Bruce B	31,6 %	236	136	140	580	429
CrossAlta	60,0 %	55	44	59	77	56
Cartier énergie éolienne ⁽⁵⁾	62,0 %	26	12	10	327	365
Portlands Energy ⁽⁶⁾	50,0 %	24	–	–	358	334
Autres	Divers	4	9	5	99	101
		478	358	351	4 568	5 060

(1) Les résultats reflètent la participation de 50 % dans Northern Border car la société a intégralement consolidé les résultats de PipeLines LP. En raison de sa participation de 38,2 % (32,1 % en 2008 et 2007) dans PipeLines LP, la participation effective de TCPL dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 19,1 % au 31 décembre 2009 (16,1 % en 2008 et 2007).

(2) En août 2009, TCPL a fait l'acquisition de la tranche restante d'environ 20 % de ConocoPhillips dans Keystone, portant sa participation à 100 %. TCPL a commencé à consolider prospectivement tous les résultats de Keystone au moment de l'acquisition. Au 31 décembre 2008, la participation en actions de TCPL dans les partenariats de Keystone était d'environ 61,9 % (50,0 % au 31 décembre 2007). Les décisions stratégiques, opérationnelles et financières dans le cadre du projet ont été prises conjointement avec ConocoPhillips jusqu'en août 2009.

(3) Sans objet, puisqu'il n'y avait aucuns chiffres correspondants pour 2007.

(4) TCPL détient une participation effective de 53,6 % dans Great Lakes et une participation indirecte de 17,7 % (14,9 % en 2008 et 2007) par le truchement de sa participation de 38,2 % (32,1 % en 2008 et 2007) dans PipeLines LP. Au 31 décembre 2009, la participation effective totale de la société dans Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, était de 71,3 % (68,5 % en 2008 et 2007). TCPL consolide prospectivement sa participation dans Great Lakes depuis février 2007.

(5) TCPL consolide proportionnellement sa participation de 62 % dans les actifs de Cartier énergie éolienne. Les deuxième et troisième étapes du projet en cinq phases de Cartier énergie éolienne, Anse-à-Valleau et Carleton, sont entrées en exploitation respectivement en novembre 2007 et 2008.

(6) L'entrée en exploitation de Portlands Energy a eu lieu en avril 2009.

Information financière sommaire sur les coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Bénéfice			
Produits	1 418	1 264	1 305
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(676)	(683)	(736)
Amortissement	(196)	(154)	(150)
Intérêts débiteurs et autres	(68)	(69)	(68)
Quote-part du bénéfice avant les impôts sur les bénéfices des coentreprises	478	358	351

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Flux de trésorerie			
Activités d'exploitation	203	389	59
Activités d'investissement	(399)	(1 754)	(400)
Activités de financement ⁽¹⁾	130	1 353	409
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(17)	23	(8)
Quote-part de (la diminution) l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie des coentreprises	(83)	11	60

⁽¹⁾ Les activités de financement comprenaient des sorties de fonds résultant des distributions de 252 millions de dollars en 2009 (287 millions de dollars en 2008; 361 millions de dollars en 2007) versées à TCPL et des rentrées de fonds résultant des apports de capitaux de 864 millions de dollars en 2009 (1 170 millions de dollars en 2008; 771 millions de dollars en 2007) versés par TCPL.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Bilans		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	98	181
Autres actifs à court terme	552	560
Immobilisations corporelles	5 239	6 341
Actifs incorporels et autres (montants reportés), montant net	5	45
Passif à court terme	(572)	(1 196)
Dette à long terme	(753)	(869)
Impôts futurs	(1)	(2)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	4 568	5 060

NOTE 9 ACQUISITIONS ET CESSIONS**Pipelines****Keystone**

En août 2009, TCPL a acheté la participation restante d'environ 20 % de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 553 millions de dollars US et de la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de dollars US. Cette acquisition, inscrite dans les immobilisations corporelles, a porté à 100 % la participation de TCPL dans Keystone. Le prix d'achat tenait compte des apports de capitaux versés jusqu'ici par ConocoPhillips et comprenait la capitalisation de l'intérêt pendant la construction. TCPL a commencé à consolider intégralement les résultats de Keystone avec ceux du secteur des pipelines au moment de l'acquisition.

En 2008, TCPL a conclu un accord avec ConocoPhillips en vue de porter sa participation en actions dans Keystone de 50 % à environ 80 % et de ramener par le fait même la participation en actions de ConocoPhillips dans Keystone de 50 % à environ 20 %. En 2008 et en 2009, avant le mois d'août, TCPL a financé 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux des participants au projet soient conformes à leurs participations révisées. En 2009, avant le mois d'août, TCPL a financé des apports de capitaux de 1,3 milliard de dollars pour Keystone qui ont donné lieu à l'acquisition, par la société, d'une participation supplémentaire d'environ 18 % en contrepartie de 313 millions de dollars. En 2008, la société a financé des apports de capitaux de 362 millions de dollars qui ont donné lieu à l'acquisition d'une participation supplémentaire d'environ 12 % en contrepartie de 176 millions de dollars. En août 2009 et au 31 décembre 2008, la participation de TCPL était respectivement 80 % et 62 %. Avant août 2009, TCPL consolidait proportionnellement les résultats des partenariats de Keystone.

En 2008, Keystone a acheté au réseau principal au Canada les installations pipelinières situées en Saskatchewan et au Manitoba, qui seront utilisées dans le cadre de la construction de l'oléoduc Keystone. La vente a été réalisée en trois étapes pour un produit total de 67 millions de dollars, aucun gain n'ayant été constaté dans le cadre de l'opération.

ANR et Great Lakes

Le 22 février 2007, TCPL a acheté à El Paso Corporation une participation de 100 % dans ANR et une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes au prix total de 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge.

Les acquisitions ont été comptabilisées selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines au moment de l'acquisition. Le prix d'achat a été ventilé comme suit :

Répartition du coût d'acquisition

<i>(en millions de dollars US)</i>	ANR	Great Lakes	Total
Actif à court terme	250	4	254
Immobilisations corporelles	1 617	35	1 652
Autres actifs à long terme	83	–	83
Écart d'acquisition	1 945	32	1 977
Passif à court terme	(179)	(3)	(182)
Dette à long terme	(475)	(16)	(491)
Autres passifs à long terme	(357)	(19)	(376)
	2 884	33	2 917

Acquisition d'une participation dans Great Lakes par TC PipeLines, LP

Le 22 février 2007, PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation une participation de 46,4 % dans Great Lakes au prix de 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition.

Répartition du coût d'acquisition

<i>(en millions de dollars US)</i>	
Actif à court terme	42
Immobilisations corporelles	465
Autres actifs à long terme	1
Écart d'acquisition	457
Passif à court terme	(23)
Dette à long terme	(209)
	733

Pour ces opérations, le prix d'achat a été ventilé à l'aide de la juste valeur des actifs nets à la date d'acquisition. Les droits d'ANR et de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques. Par conséquent, les actifs nets réglementés, autres que le gaz détenu à des fins de vente, ont une juste valeur égale à leur valeur établie en fonction de la réglementation des tarifs.

Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle de la société dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition relativement aux opérations de TCPL visant ANR et Great Lakes n'est pas amortissable aux fins de l'impôt. L'écart d'acquisition relativement aux opérations de PipeLines LP visant Great Lakes est amortissable aux fins de l'impôt.

TC PipeLines, LP

Le 18 novembre 2009, PipeLines LP a réalisé une émission de cinq millions de parts ordinaires au prix de 38,00 \$ US la part. L'émission a donné lieu à un produit net d'environ de 182 millions de dollars US pour PipeLines LP. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 3,8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité mais elle n'a pas acheté d'autre parts. À la suite de l'émission, la participation de la société dans PipeLines LP a été ramenée à 38,2 % et la société a constaté un gain de dilution de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts).

Le 1^{er} juillet 2009, TCPL a vendu North Baja à PipeLines LP. Dans le cadre de l'opération, TCPL a convenu de modifier sa convention de droits de distribution incitatifs à titre de commandité auprès de PipeLines LP. La contrepartie totale remise à TCPL par PipeLines LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait 200 millions de dollars US sous forme d'encaisse et 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. TCPL n'a constaté aucun gain ni aucune perte à la suite de l'opération. La participation de TCPL dans PipeLines LP a alors été portée à 42,6 %. La participation accrue de TCPL dans PipeLines LP a aussi donné lieu à une réduction des participations sans contrôle et à une augmentation du surplus d'apport.

En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17,4 millions de parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part. TCPL a acheté 50 % des parts en contrepartie de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. À la suite de ces placements supplémentaires, la participation de TCPL dans PipeLines LP s'établissait à 32,1 % le 22 février 2007. Au total, le placement privé et la participation supplémentaire de TCPL ont donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP, qui a servi à financer en partie l'acquisition de la participation de 46,4 % dans Great Lakes.

Énergie

Ravenswood

Le 26 août 2008, TCPL a fait l'acquisition, auprès de National Grid plc, de 100 % de la centrale électrique de Ravenswood d'une puissance de 2 480 MW en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Ravenswood avec ceux du secteur de l'énergie postérieurement à la date d'acquisition. Le prix d'achat a été ventilé comme suit :

Répartition du coût d'acquisition

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	128
Immobilisations corporelles	1 666
Autres actifs à long terme	305
Écart d'acquisition	834
Passif à court terme	(11)
Autres passifs à long terme	(10)
	2 912

Le prix d'achat a été ventilé à l'aide de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité d'assurer une expansion accrue du secteur de l'énergie aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de l'opération est amortissable aux fins de l'impôt.

Vente de terrains en Ontario

En novembre 2007, l'entreprise d'énergie de TCPL a vendu des terrains en Ontario qui étaient précédemment détenus à des fins d'aménagement, pour un produit net d'environ 37 millions de dollars, et la société a constaté un gain à la vente après les impôts de 14 millions de dollars.

NOTE 10 DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars)	Dates de remboursement	2009		2008	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ⁽¹⁾	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ⁽¹⁾
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débitures					
En dollars CA	2010 à 2020	1 002	10,9 %	1 251	10,8 %
En dollars US (600 \$ US en 2009 et 2008) ⁽²⁾	2012 à 2021	626	9,5 %	734	9,5 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA ⁽³⁾	2011 à 2039	4 148	6,2 %	3 653	5,3 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (6 496 \$ US en 2009; 4 723 \$ US en 2008) ⁽⁴⁾	2010 à 2039	6 727	6,7 %	5 751	6,3 %
		12 503		11 389	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débitures et billets					
En dollars CA	2010 à 2024	430	11,5 %	439	11,5 %
En dollars US (375 \$ US en 2009 et 2008)	2012 à 2023	390	8,2 %	457	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	502	7,4 %	502	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2009 et 2008)	2026	34	7,5 %	39	7,5 %
		1 356		1 437	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Emprunt bancaire					
En dollars US (700 \$ US en 2009 et 2008)	2012	733	0,5 %	857	2,4 %
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (443 \$ US en 2009; 444 \$ US en 2008)	2010 à 2025	462	9,1 %	541	9,1 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (400 \$ US en 2009 et 2008)	2010 à 2035	417	5,4 %	488	5,4 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (484 \$ US en 2009; 475 \$ US en 2008)	2011	506	1,0 %	580	2,7 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (411 \$ US en 2009; 430 \$ US en 2008)	2011 à 2030	429	7,8 %	526	7,8 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (57 \$ US en 2009; 64 \$ US en 2008)	2010 à 2012	60	7,3 %	78	7,4 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis ⁽⁵⁾					
En dollars US (180 \$ US en 2009; 196 \$ US en 2008)	2018	186	6,1 %	236	6,1 %
AUTRES					
Billets de premier rang					
En dollars US (12 \$ US en 2009; 18 \$ US en 2008)	2011	12	7,3 %	22	7,3 %
		16 664		16 154	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		478		786	
		16 186		15 368	

- (1) Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités réglementées de la société, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'exigent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.
- (2) Comprend les ajustements de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt de 50 millions de dollars US au 31 décembre 2008.
- (3) Comprend les ajustements de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt de 50 millions de dollars au 31 décembre 2008.
- (4) Comprend les ajustements de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt de 250 millions de dollars US au 31 décembre 2009 (150 millions de dollars US au 31 décembre 2008).
- (5) Les billets de premier rang garantis le sont au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, des garanties existantes et nouvelles, des lettres de crédit et des sûretés accessoires.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit : 478 millions de dollars en 2010; 923 millions de dollars en 2011; 1 176 millions de dollars en 2012, 911 millions de dollars en 2013 et 968 millions de dollars en 2014.

Prospectus préalables visant l'émission de titres d'emprunt – TransCanada PipeLines Limited

En décembre 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre aux États-Unis des titres d'emprunt pour un montant à concurrence de 4,0 milliards de dollars US. Ce prospectus a remplacé le prospectus préalable déposé en janvier 2009, dont il est fait état ci-après. Aucune émission n'a été effectuée aux termes du prospectus préalable de base de décembre 2009.

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

En janvier 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable aux États-Unis qui lui permet d'offrir des titres d'emprunt pour un montant de 3,0 milliards de dollars US. Postérieurement à l'émission de titres d'emprunt de janvier 2009 commentée ci-dessous, la société avait à sa disposition des fonds de 1,0 milliard de dollars US aux termes de ce prospectus préalable.

TransCanada PipeLines Limited

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

En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis au moyen d'un supplément de prospectus aux termes du prospectus préalable américain déposé en janvier 2009.

En août 2008, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en août 2013 pour une valeur de 500 millions de dollars au moyen d'un supplément de prix aux termes du prospectus préalable de base canadien déposé en mars 2007.

En août 2008, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 850 millions de dollars US et de 650 millions de dollars US échéant respectivement en août 2018 et en août 2038 et portant intérêt au taux de respectivement 6,50 % et de 7,25 %. Ces billets ont été émis au moyen d'un supplément de prospectus aux termes d'un prospectus préalable de base américain de 2,5 milliards de dollars US déposé en septembre 2007, aux termes auquel le nombre maximal de billets avait été émis à la suite de ces émissions.

NOVA Gas Transmission Ltd.

Les débentures émises par NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »), d'un montant de 225 millions de dollars, sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, aux dates de remboursement précisées, le remboursement d'un maximum de 8 % du montant en capital alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés à certaines dates de remboursement données. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2009.

TransCanada PipeLine USA Ltd.

TransCanada PipeLines USA Ltd. (« TCPL USA ») dispose d'une facilité de crédit consortiale confirmée de 1,0 milliard de dollars US garantie par TransCanada et se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US échéant en 2012 et d'une facilité de crédit renouvelable de 300 millions de dollars US échéant en février 2013 décrite de façon plus détaillée à la note 20. Aux 31 décembre 2008 et 2009, la dette à long terme comprenait le solde impayé de 700 millions de dollars US du prêt à terme.

TC PipeLines, LP

PipeLines LP dispose d'une facilité de crédit renouvelable consortiale confirmée et non garantie et d'emprunt à terme de 725 millions de dollars US échéant en décembre 2011 composée d'un emprunt à terme de premier rang de 475 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US. Aux 31 décembre 2009 et 2008, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à respectivement 484 millions de dollars US et 475 millions de dollars US.

Intérêts débiteurs

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	1 212	970	986
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	73	68	43
Intérêts sur la dette à court terme	41	51	28
Intérêts capitalisés	(358)	(141)	(68)
Amortissement et autres charges financières ⁽¹⁾	18	14	(28)
	986	962	961

⁽¹⁾ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 956 millions de dollars en 2009 (869 millions de dollars en 2008; 944 millions de dollars en 2007) déduction faite de l'intérêt capitalisé dans le cadre des projets de construction.

NOTE 11 DETTE À LONG TERME DES COENTREPRISES

Encours (en millions de dollars)	Dates de remboursement	2009		2008	
		Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt ⁽²⁾	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt ⁽²⁾
NORTHERN BORDER PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis (175 \$ US en 2009; 225 \$ US en 2008)	2012 à 2021	182	7,2 %	275	7,7 %
Facilité de crédit bancaire (108 \$ US 2009, 96 \$ US 2008)	2012	112	0,5 %	116	3,4 %
IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM, L.P.					
Billets de premier rang non garantis (210 \$ US en 2009, 160 \$ US en 2008)	2010 à 2027	219	7,8 %	195	7,6 %
BRUCE POWER L.P. ET BRUCE POWER A L.P.					
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	2018	222	7,5 %	235	7,5 %
Emprunt à terme	2031	93	7,1 %	95	7,1 %
GAZODUC TRANS QUÉBEC ET MARITIMES INC.					
Obligations	2010 à 2014	125	5,2 %	137	6,0 %
Emprunt à terme	2011	10	0,4 %	18	1,9 %
AUTRES	2012	2	2,7 %	5	5,5 %
		965		1 076	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises		212		207	
		753		869	

⁽¹⁾ L'encours représente la quote-part de TCPL, exception faite des résultats de Northern Border, qui reflètent une participation de 50 % car la société a intégralement consolidé les résultats de Pipelines LP.

⁽²⁾ Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant à la dette à long terme émise dans le cadre des activités réglementées de TQM, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'exigent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2008, en raison des swaps, le taux d'intérêt effectif était de 0,5 % sur la facilité bancaire de Northern Border (4,1 % en 2008).

La dette à long terme des coentreprises ne peut donner lieu à aucun recours contre TCPL, mais TCPL a fourni certaines garanties proportionnelles relativement aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power. La garantie fournie relativement à la dette de chaque coentreprise se limite aux droits et aux actifs de la coentreprise et ne s'applique pas aux droits et aux actifs de TCPL, sauf dans la mesure de sa participation. Les obligations de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (« TQM ») sont garanties par une participation de premier rang dans tous les biens réels et immeubles et droits de TQM, une charge variable sur tous les biens et actifs résiduels et une participation spécifique sur les obligations de TQM Finance Inc. et sur les droits conformément à tous les permis liés au réseau de pipelines de TQM et aux ententes de transport de gaz naturel.

Sous réserve du respect de certaines exigences, les contrats de location-acquisition de Bruce Power prévoient une série de renouvellements à compter du 1^{er} janvier 2019. Le premier renouvellement est pour une période de un an et chacun des 12 renouvellements subséquents est pour une période de deux ans.

En ce qui a trait aux remboursements de capital de la dette sans recours des coentreprises, du fait des échéances et des exigences au titre du fonds d'amortissement, la quote-part de la société pour les cinq prochains exercices s'établit à environ : 199 millions de dollars en 2010; 21 millions de dollars en 2011; 120 millions de dollars en 2012, 7 millions de dollars en 2013 et 44 millions de dollars en 2014.

En ce qui a trait aux paiements de capital, du fait des obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power, la quote-part de la société pour les cinq prochains exercices s'établit à environ : 13 millions de dollars en 2010; 15 millions de dollars en 2011; 18 millions de dollars en 2012, 20 millions de dollars en 2013 et 23 millions de dollars en 2014.

En septembre 2009, TQM a émis pour une valeur de 75 millions de dollars d'obligations échéant en septembre 2014 et portant intérêt à 4,05 %.

En août 2009, Northern Border a émis pour une valeur de 100 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en août 2016 et portant intérêt à 6,24 %.

En mai 2009, Iroquois a émis pour une valeur de 140 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en mai 2019 et portant intérêt à 6,63 %.

En septembre 2008, Bruce A a contracté un emprunt à terme non garanti de 193 millions de dollars échéant en décembre 2031 et portant intérêt à 7,1 %.

Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait l'incidence suivante sur le bénéfice net selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur les intérêts débiteurs des titres d'emprunt à taux d'intérêt variable	1	(1)

Intérêts débiteurs des coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	51	45	50
Intérêts sur les obligations au titre de contrats de location-acquisition	17	18	18
Intérêts sur la dette à court terme et autres charges financières	6	7	4
Intérêts capitalisés	(11)	-	-
Reports et amortissement	1	2	3
	64	72	75

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'est établie à 41 millions de dollars en 2009 (50 millions de dollars en 2008; 45 millions de dollars en 2007) déduction faite de l'intérêt capitalisé dans le cadre des projets de construction.

La quote-part des paiements d'intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power dont la société est redevable s'est établie à 17 millions de dollars en 2009 (18 millions de dollars en 2008 et en 2007).

NOTE 12 BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

<i>Encours (en millions de dollars)</i>	Date de remboursement	2009		2008	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
En dollars US (1 000 \$ US en 2009 et 2008)	2017	<u>1 036</u>	6,5 %	<u>1 213</u>	6,5 %

Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échoient en 2067 et portent intérêt au taux de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres de trois mois, majoré de 221 points de base. La société peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une période allant jusqu'à dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés de rang inférieur. La société ne serait toutefois pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de la société en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en

capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du rachat. En présence de certains événements, les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables plus tôt au gré de la société, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de rachat ou pour un montant déterminé par une formule spécifiée conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

NOTE 13 MONTANTS REPORTÉS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 18)	272	694
Régimes d'avantages sociaux (note 22)	235	219
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 21)	110	114
Autres	126	141
	743	1 168

NOTE 14 ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises à tarifs réglementés de TCPL comprennent actuellement les gazoducs canadiens et américains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Les actifs et les passifs réglementaires représentent les produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents. Outre l'information financière communiquée conformément aux PCGR, ces pipelines réglementés déposent des rapports financiers fondés sur les règlements comptables adoptés par les organismes de réglementation auxquels ils sont assujettis.

Établissements réglementés au Canada

Les services de transport de gaz naturel au Canada sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par les organismes de réglementation pertinents.

Les tarifs demandés par TCPL pour les gazoducs réglementés au Canada sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande de modification tarifaire auprès de l'organisme de réglementation. Les tarifs réglementés sont fonction des besoins en produits annuels totaux, qui comprennent un taux précis de rendement annuel du capital investi, y compris les titres d'emprunt et les capitaux propres, ainsi que toutes les charges d'exploitation nécessaires, les impôts et l'amortissement.

Les gazoducs réglementés de TCPL au Canada sont généralement assujettis à une réglementation fondée sur le modèle du coût du service, selon lequel les coûts prévus, y compris un rendement du capital, déterminent les produits de l'exercice à venir. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les coûts pour lesquels les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter l'écart entre les coûts réels et ceux prévus sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés.

Le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, Foothills et TQM sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Canada)*. Comme suite à la demande de TCPL présentée à l'ONÉ et sollicitant un changement de compétence réglementaire pour le réseau de l'Alberta, l'ONÉ a déterminé que le réseau de l'Alberta relevait de la compétence fédérale et était assujetti à la réglementation de l'ONÉ à partir du 29 avril 2009. Avant cette date, le réseau de l'Alberta était assujetti à la réglementation de l'AUC, principalement en vertu des dispositions des lois *Gas Utilities Act (Alberta)* et *Pipeline Act (Alberta)*. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada.

En octobre 2009, l'ONÉ a rendu une décision déclarant que la décision RH-2-94, qui avait établi la méthode de calcul d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») servant de point de départ au calcul des droits exigés par les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ depuis 1995, ne serait plus en vigueur. Le coût du capital d'une société sera dorénavant déterminé par des négociations entre les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs ou par l'ONÉ si une société pipelinière présente une demande au sujet du coût du capital. Cette décision a une incidence sur les pipelines de TCPL qui sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ, mais le taux de rendement du réseau principal au Canada continuera d'être fondé sur la méthode de calcul du RCA définie par la RH-2-94 de l'ONÉ pour 2010 et 2011 conformément aux dispositions du règlement tarifaire en vigueur. En novembre 2009, certaines parties prenantes ont interjeté appel de la décision d'octobre 2009 de l'ONÉ auprès de la Cour d'appel fédérale et nommé l'ONÉ en tant que seul intimé. TCPL a obtenu le statut d'intimé dans ce dossier et a présenté ses observations contestant la requête en autorisation en février 2010.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal s'appliquant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011. Le coût du capital du réseau principal au Canada utilisé pour déterminer les droits aux termes du règlement tient compte d'un RCA, déterminé d'après la formule de l'ONÉ, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Le RCA permis pour le réseau principal au Canada en 2009 était de 8,57 % (8,71 % en 2008). Le solde de la structure des capitaux se compose de titres d'emprunt à court et à long terme.

Le règlement établit en outre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chaque année de sa durée d'application de cinq ans. Toute variation entre les coûts d'exploitation d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement a été totalement imputable à TCPL entre 2007 et 2009. Les variations de ces coûts seront partagées également entre TCPL et ses clients en 2010 et 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement qui procurent des avantages réciproques à TCPL et à ses clients.

Réseau de l'Alberta

En 2008 et 2009, le réseau de l'Alberta était exploité aux termes d'un règlement sur les besoins en produits d'une durée de deux ans approuvé par l'AUC en 2008 et par l'ONÉ en 2009. Dans le cadre du règlement, des coûts fixes ont été déterminés pour le RCA, les impôts sur les bénéficiaires et certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement sont imputables à TCPL, sous réserve des mécanismes d'ajustement du RCA et des impôts sur les bénéficiaires. Tous les autres coûts sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice.

Foothills

Le RCA de Foothills, qui est fondé sur la formule du RCA autorisée par l'ONÉ, a été de 8,57 % en 2009 (8,71 % en 2008), en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 36 %. Certains des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont fixes, conformément aux modalités du règlement au sujet de l'intégration du réseau de la Colombie-Britannique et de Foothills, et les écarts entre les coûts réels et les montants fixes sont partagés avec les clients.

TQM

En juin 2009, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs de TQM pour 2007 et 2008, soit un coût moyen pondéré du capital après impôts de 6,4 % selon l'autorisation de l'ONÉ dans sa décision RH-1-2008 rendue en mars 2009. Cette décision se traduit par un taux de rendement de 9,85 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2007 et un taux de rendement de 9,75 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2008. Aux termes de cette décision, TQM bénéficie d'un taux de rendement du capital global et sa structure du capital n'est pas précisée. Avant cette décision, TQM était assujettie à la formule du RCA de l'ONÉ en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 30 %. Les droits de TQM pour 2009 demeureront provisoirement en vigueur jusqu'à la résolution du dossier sur son coût du capital.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs de TCPL aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act of 1938*, de la *Natural Gas Policy Act of 1978* et de la *Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La *Natural Gas Act of 1938* confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes. La FERC possède également l'autorité de réglementer les tarifs pour le transport de gaz naturel entre les États.

ANR

Les activités d'ANR sont principalement réglementées par la FERC. Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'ANR qui sont réglementés par la FERC sont également soumis aux droits approuvés. Les tarifs d'ANR Pipeline Company ont été établis conformément à un règlement approuvé au titre d'une ordonnance de la FERC émise en 1998. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR a le droit d'accorder des remises ou de négocier de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Storage Company avaient été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 1990. Quelle que soit l'activité réglementée par la FERC, ANR n'est actuellement pas tenue de présenter à une date quelconque une demande en vue de l'approbation de nouveaux tarifs, pas plus qu'elle n'est tenue de ne pas en présenter.

GTN

GTN relève de la compétence de la FERC et ce réseau est exploité conformément aux tarifs approuvés par la FERC qui prévoient des taux maximaux et minimaux, pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, GTN a le droit d'accorder des remises ou de négocier ces tarifs. GTN et ses clients ont conclu un règlement tarifaire en novembre 2007, que la FERC a approuvé en janvier 2008. Ce règlement, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007, a déterminé les tarifs actuellement en vigueur. Le règlement prévoit un moratoire de cinq ans qui interdit à GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts d'ajustement des tarifs, en vertu de la *Natural Gas Act of 1938*. Le règlement exige également de GTN le dépôt d'un dossier tarifaire dans les sept années suivant l'entrée en vigueur.

Great Lakes

En novembre 2009, la FERC a lancé une enquête afin de déterminer si les tarifs de Great Lakes sont justes et raisonnables. Great Lakes a par la suite déposé devant la FERC une analyse de ses coûts et produits le 4 février 2010. L'audience sur la question doit débiter le 2 août 2010 et une décision initiale doit être rendue en novembre 2010. Nul ne sait à l'heure actuelle qu'elle incidence elle aura sur les tarifs et les produits de Great Lakes.

Portland

En avril 2008, Portland a déposé devant la FERC un dossier général proposant une majoration tarifaire d'environ 6 % ainsi que d'autres modifications aux tarifs. En mai 2009, Portland a conclu un règlement avec ses clients au sujet de certaines questions à court terme liées à son dossier tarifaire. Le règlement partiel a depuis été déposé auprès de la FERC pour approbation et une décision finale est attendue en 2010. Les autres questions ayant été soumises aux tribunaux compétents, Portland a reçu une décision initiale du juge administratif présidant le cas en décembre 2009. Les parties au dossier tarifaire ont la possibilité de réagir à cette décision. La FERC devrait faire connaître sa décision sur les questions du dossier tarifaire qui font litige au quatrième trimestre de 2010.

Northern Border

Northern Border et ses clients ont conclu un règlement en septembre 2006 que la FERC a approuvé en novembre 2006. Le règlement prévoit les tarifs à long terme maximaux en fonction de la distance parcourue et les frais de transport imputés pour le réseau de Northern Border. Ce dernier prévoyait également des tarifs saisonniers pour les services de transport à court terme. Ces tarifs varient mensuellement. Le règlement comprenait un moratoire de trois ans au sujet du dépôt de dossiers tarifaires et de la contestation de ces tarifs par les participants. Il exige en outre que Northern Border dépose un dossier tarifaire général au cours des six prochaines années. Northern Border doit fournir des services conformément à des tarifs négociés ou réduits sans pratiques discriminatoires.

Actifs et passifs réglementaires

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts futurs ⁽¹⁾⁽²⁾	1 305	s.o.	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁽³⁾	221	–	1
Pertes non réalisées sur instruments dérivés ⁽⁴⁾	99	67	1 - 4
Effet des variations de change sur le capital de la dette à long terme ⁽⁵⁾	30	32	20
Impôts futurs sur les provisions pour les fonds utilisés pendant la construction ⁽⁶⁾	23	26	s.o.
Frais d'émission non amortis sur les titres privilégiés ⁽⁷⁾	17	18	17
Dépenses préliminaires de la phase II ⁽²⁾⁽⁸⁾	14	16	6
Obligations transitoires au titre des autres régimes d'avantages sociaux ⁽²⁾⁽⁹⁾	13	15	7
Avantages complémentaires de retraite non amortis ⁽¹⁰⁾	6	11	2
Autres	17	16	s.o.
	1 745	201	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme	221	–	
	1 524	201	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁽¹¹⁾	218	70	1 - 20
Gain de change sur le rachat de titres privilégiés ⁽⁷⁾	68	101	2
Avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite ⁽¹²⁾	59	58	s.o.
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁽³⁾	31	234	1
Récupération négative ⁽¹³⁾	37	39	s.o.
Gains non amortis sur les instruments dérivés ⁽⁴⁾	–	24	s.o.
Suivi du combustible ⁽¹⁴⁾	–	23	1
Autres	3	2	s.o.
	416	551	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs	31	234	
	385	317	

(1) Le 1^{er} janvier 2009, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfiques » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les établissements à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter les conventions comptables conformes à l'ASC Topic 980 du FASB intitulé *Regulated Operations*. Par conséquent, TCPL doit constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt que d'utiliser la méthode des impôts exigibles. La société doit constater un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1 305 millions de dollars ont été inscrits au 31 décembre 2009 respectivement dans les impôts futurs et les actifs réglementaires. Ce changement n'a aucunement influé sur le bénéfice net.

(2) Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors caisse soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.

(3) Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvés par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile suivante. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 424 millions de dollars inférieurs en 2009 (316 millions de dollars supérieurs en 2008) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

(4) Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés représentent la position nette à la juste valeur des gains et des pertes sur les swaps de devises, les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change à terme utilisés comme couvertures économiques. Les swaps de devises ont trait aux titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère visant le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et Foothills. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 56 millions de dollars inférieurs en 2009 (63 millions de dollars supérieurs en 2008) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

(5) Le compte à l'égard du change sur le capital de la dette à long terme du réseau de l'Alberta, approuvé par l'AUC en 2008 et par l'ONÉ en 2009, est conçu pour faciliter le recouvrement ou le remboursement des gains et des pertes de change sur la durée des titres

d'emprunt libellés en monnaie étrangère. Les gains et les pertes réalisés et les pertes nettes futures estimatives sur la dette libellée en monnaie étrangère sont amortis sur la durée résiduelle de l'émission de titres d'emprunt libellés en dollars US dont l'échéance est la plus éloignée. La détermination des droits pour l'exercice tient compte de la dotation aux amortissements annuelle. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs en 2009 et en 2008 si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.

- (6) Les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs permettent la capitalisation des composantes en capitaux propres et en intérêts de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. La provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction est alors amortie comme faisant partie de l'installation amortissable totale lorsque les biens de service entrent en exploitation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction faisant partie des capitaux propres n'est pas imposable; par conséquent, une provision pour les impôts futurs est constatée avec une opération compensatoire pour l'actif réglementaire correspondant.
- (7) En juillet 2007, la société a racheté les titres privilégiés à 8,25 % de 460 millions de dollars US qui sous-tendaient la base tarifaire du réseau principal au Canada. Le rachat des titres a donné lieu à un gain de change réalisé qui sera transmis, déduction faite des impôts sur les bénéfices, aux clients du réseau principal au Canada pendant la période de cinq ans visée par le règlement tarifaire actuel. De plus, les frais d'émission des titres privilégiés seront amortis sur 20 ans à partir du 1^{er} janvier 2007. Au 31 décembre 2009, le montant non amorti est de 68 millions de dollars (101 millions de dollars en 2008), déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars (10 millions de dollars en 2008). Si ces montants n'avaient pas été constatés à titre de passif réglementaire, les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 37 millions de dollars inférieurs en 2009 (53 millions de dollars inférieurs en 2008).
- (8) Les dépenses préliminaires de la phase II représentent les coûts engagés par Foothills avant 1981 pour l'aménagement au Canada d'installations servant à assurer la livraison de gaz naturel de l'Alaska. Le recouvrement de ces coûts a été approuvé par l'organisme de réglementation selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période allant de novembre 2002 à décembre 2015. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs en 2009 et en 2008 si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.
- (9) L'actif réglementaire relativement aux obligations transitoires annuelles au titre des autres régimes d'avantages sociaux est amorti sur une période de 17 ans jusqu'en décembre 2016, date à laquelle l'obligation transitoire aura été entièrement récupérée par le truchement de la tarification. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs en 2009 (1 million de dollars supérieurs en 2008) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.
- (10) Dans les tarifs d'ANR, un montant est recouvré au titre des avantages complémentaires de retraite autres que des prestations de retraite. Une charge au titre d'une réduction et de prestations de cessation d'emploi spéciales liée à des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite pour un groupe fermé d'employés à la retraite a été constatée en tant qu'actif réglementaire et elle est amortie jusqu'en 2011. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 5 millions de dollars supérieurs en 2009 (3 millions de dollars supérieurs en 2008) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.
- (11) Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et Foothills représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change courant. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent que ces gains ou pertes non réalisés soient inclus au bilan ou à l'état des résultats selon que le titre d'emprunt en monnaie étrangère est désigné ou non en tant que couverture du placement net de la société dans des actifs étrangers.
- (12) Dans les tarifs d'ANR, un montant est recouvré au titre des avantages complémentaires de retraite autres que des prestations de retraite. Le passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les tarifs et le montant des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite passés en charges. La charge constatée en 2009 au titre des avantages complémentaires de retraite autres que des prestations de retraite était de 1 million de dollars (néant en 2008).
- (13) La récupération négative est recouvrée pour certaines installations réglementées. Ces montants sont constatés à titre de passif réglementaire. Les coûts liés à l'abandon de ces installations seront portés en réduction de ce passif réglementaire au moment de leur décaissement.
- (14) Le tarif d'ANR stipule le recours à un mécanisme de suivi du combustible permettant de repérer les sur-recouvrements ou les sous-recouvrements de combustible utilisé ainsi que le gaz naturel perdu et non comptabilisé (collectivement, le « combustible »). Le mécanisme de suivi du combustible représente la différence entre la valeur du gaz naturel « en nature » retenu des expéditeurs et le montant de gaz naturel qu'ANR utilise effectivement comme combustible. Les sur-recouvrements ou les sous-recouvrements sont remis aux expéditeurs ou perçus auprès d'eux par le truchement d'un ajustement annuel prospectif des taux de conservation du combustible. Un actif ou un passif réglementaire est établi d'un montant correspondant à la différence entre le combustible effectivement utilisé par ANR et les montants recouverts par le truchement des taux de combustible. Le mécanisme de suivi du combustible n'influe aucunement sur les résultats d'exploitation avant les impôts.

NOTE 15 PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les bilans consolidés s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Participation sans contrôle dans PipeLines LP ⁽¹⁾	705	721
Participation sans contrôle dans Portland	80	84
	785	805

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les états consolidés des résultats s'établissent comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Participation sans contrôle dans PipeLines LP ⁽¹⁾	66	62	65
Participation sans contrôle dans Portland	8	46	10
	74	108	75

⁽¹⁾ Depuis le 18 novembre 2009, les participations sans contrôle dans PipeLines LP sont de 61,8 %. Du 1^{er} juillet 2009 au 17 novembre 2009, les participations sans contrôle dans PipeLines LP étaient de 57,4 %. Du 22 février 2007 au 30 juin 2009, les participations sans contrôle dans PipeLines LP étaient de 67,9 %.

Les participations sans contrôle dans PipeLines LP et dans Portland au 31 décembre 2009 représentent la participation de respectivement 61,8 % et 38,3 % n'étant pas détenue par TCPL (respectivement 67,9 % et 38,3 % en 2008 et 2007).

TCPL a tiré des honoraires de 2 millions de dollars en 2009 (2 millions de dollars en 2008 et 2007) et de 8 millions de dollars en 2009 (7 millions de dollars en 2008 et 2007) pour les services fournis respectivement à PipeLines LP et à Portland.

NOTE 16 ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2007	483 344	4 712
Émission d'actions ordinaires	48 205	1 842
En circulation au 31 décembre 2007	531 549	6 554
Émission d'actions ordinaires	66 341	2 419
En circulation au 31 décembre 2008	597 890	8 973
Émission d'actions ordinaires	51 536	1 676
En circulation au 31 décembre 2009	649 426	10 649

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Capitaux propres

En 2009, TCPL a émis 51,5 millions (66,3 millions en 2008; 48,2 millions en 2007) d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,7 milliard de dollars (2,4 milliards de dollars en 2008; 1,8 milliard de dollars en 2007).

Restrictions quant aux dividendes

Certaines dispositions dont sont assorties les actions privilégiées et les titres d'emprunt de la société pourraient restreindre la capacité de la société de déclarer des dividendes sur les actions privilégiées et sur les actions ordinaires. Au 31 décembre 2009, la société disposait d'un

montant d'environ 2,6 milliards de dollars (1,7 milliard de dollars en 2008; 1,5 milliard de dollars en 2007) pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

Dividendes au comptant

En 2009, des dividendes au comptant de 976 millions de dollars ont été versés (795 millions de dollars en 2008; 703 millions de dollars en 2007).

NOTE 17 ACTIONS PRIVILÉGIÉES

<i>Aux 31 décembre</i>	Nombre d'actions	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2009	2008
	(en milliers)			(en millions de dollars)	(en millions de dollars)
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				389	389

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises pour chaque série est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

À compter du 15 octobre 2013, TCPL pourra racheter les actions de série U au prix de 50 \$ l'action et, à compter du 5 mars 2014, TCPL pourra racheter les actions de série Y au prix de 50 \$ l'action.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le conseil d'administration de TransCanada autorise l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte à l'intention des participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RDA ») de TransCanada. Le RDA permet aux porteurs admissibles d'actions privilégiées de TCPL de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires de TransCanada. L'escompte a été établi à 2 % à partir du dividende payable en avril 2007 et il a été porté à 3 % pour les dividendes payables en janvier 2009. Avant avril 2007, les actions achetées par TransCanada sur le marché libre étaient fournies aux participants au RDA au prix coûtant. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

Dividendes au comptant

Des dividendes au comptant de 22 millions de dollars (2,80 \$ par action privilégiée) ont été versés sur les actions privilégiées de série U et de série Y en 2009, en 2008 et en 2007.

NOTE 18 GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité. Les activités de gestion des risques de TCPL ont pour objectif de protéger le bénéfice, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et de la vérification interne. Le comité de vérification du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité de vérification est appuyé à ce titre par le personnel de vérification interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

La société aménage d'importants projets d'infrastructures ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui influent sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques en général afin de gérer les risques de marché résultant de ces activités. Les contrats d'instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de marché sont généralement constitués de ce qui suit :

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

Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité, du gaz naturel et des produits pétroliers. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour atténuer ces risques, notamment :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer le risque lié au prix de son portefeuille d'actifs.
- La société achète une partie du gaz naturel et des produits pétroliers requis pour ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même. Pour répondre à ses besoins en électricité, la société achète une grande partie de l'électricité requise pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité conformément à des contrats ou la produit elle-même, ce qui lui permet de réduire son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer les risques de prix auxquels elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, en ayant recours à des instruments financiers dérivés.

La société évalue les contrats de produits de base et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer le risque lié au prix des produits de base afin de déterminer le traitement comptable qui convient. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer si ces contrats ou certains de leurs aspects répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société pour ce qui est des achats, des ventes ou de la consommation intermédiaire. Certains autres contrats ne sont pas visés par la portée du chapitre 3855 puisqu'il est jugé qu'ils répondent à d'autres critères d'exemption.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes pourraient ne pas être représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Au 31 décembre 2009, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 73 millions de dollars (76 millions de dollars en 2008). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif en 2009 a donné lieu à un gain non réalisé net avant les impôts de 3 millions de dollars (perte non réalisée de 7 millions de dollars en 2008; néant en 2007), qui a été constaté en tant qu'augmentation des produits et des stocks. En 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à une perte non réalisée nette de

2 millions de dollars avant les impôts (gain non réalisé de 7 millions de dollars en 2008; gain non réalisé de 10 millions de dollars en 2007), montant qui a été constaté dans les produits.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change et des taux d'intérêt sur le marché.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des pipelines et de l'énergie est générée principalement en dollars US et, de ce fait, l'oscillation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le résultat de TCPL. L'incidence des variations des taux de change est atténuée par le fait que certains coûts liés à la dette et au financement sont libellés en dollar US et par les activités de couverture de la société. Compte tenu de l'expansion de ses activités aux États-Unis, annulée en partie par l'accroissement de la dette libellée en dollars US, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée est supérieur à ce qu'il était antérieurement.

TCPL gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations libellées dans cette devise ainsi que le risque de taux d'intérêt touchant l'exploitation du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta et de Foothills en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance. Ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

La dette de la TCPL est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Sur une base consolidée, l'incidence des variations du dollar US sur le résultat des installations des secteurs des pipelines et de l'énergie qui se trouvent en sol américain est annulée en grande partie par l'incidence sur les intérêts débiteurs en dollars US. Le risque net en découlant est géré au moyen d'instruments dérivés, ce qui réduit par le fait même l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change.

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 31 décembre 2009, 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 7,9 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) (7,2 milliards de dollars (5,9 milliards de dollars US) en 2008) et une juste valeur de 9,8 milliards de dollars (9,3 milliards de dollars US) (5,9 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US) en 2008). Au 31 décembre 2009, un montant de 96 millions de dollars a été inclus dans les actifs incorporels et autres (254 millions de dollars dans les montants reportés en 2008) pour la juste valeur des contrats à terme, des swaps et des options 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 :

Actif (passif)	2009		2008	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2010 à 2014)	86	1 850 US	(218)	1 650 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2010)	9	765 US	(42)	2 152 US
Options en dollars US (échéant en 2010)	1	100 US	6	300 US
	96	2 715 US	(254)	4 102 US

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

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence découlant de son exposition au risque de marché sur ses positions liquides ouvertes. La VaR permet d'estimer la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel et un intervalle de confiance déterminés. La VaR calculée et utilisée par TCPL tient compte d'une probabilité de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions liquides ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. La méthode de VaR est fondée sur des statistiques et des probabilités qui tiennent compte de la volatilité du marché ainsi que de la diversification du risque en constatant des positions compensatrices et des corrélations entre certains produits et marchés. Les risques sont mesurés pour tous les produits et marchés, et les mesures de risque sont cumulées pour établir un seul nombre de VaR.

Il n'existe actuellement, au sein de l'industrie, aucune méthodologie uniforme d'estimation de la VaR. Le recours à la VaR comporte certaines restrictions, puisque cette méthode est fondée sur les corrélations et la volatilité historiques des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change et qu'elle présume que les mouvements de prix futurs suivront une distribution statistique. 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.

L'estimation de la VaR faite par TCPL englobe les filiales en propriété exclusive et elle tient compte des risques pertinents liés à chaque marché ou entité commerciale. Le secteur des pipelines n'est pas inclus dans ce calcul, puisque le fait que l'entreprise de pipelines soit assujettie à la réglementation des tarifs réduit l'incidence des risques de marché. Le conseil d'administration de TCPL a établi une limite de la VaR qui est évaluée régulièrement dans le cadre de la politique de gestion des risques de la société. La VaR consolidée de TCPL était de 12 millions de dollars au 31 décembre 2009 (23 millions de dollars en 2008). Le recul depuis le 31 décembre 2008 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente les pertes financières que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de crédit lié aux contreparties est géré par l'utilisation de techniques de gestion du crédit déterminées, y compris l'exécution d'évaluations financières et autres visant à établir et à surveiller la solvabilité d'une contrepartie, l'établissement des limites de risque, le contrôle des risques en regard de ces limites, le recours à des accords de compensation cadre et l'obtention de garanties financières lorsque les circonstances le justifient. En règle générale, ces assurances financières comprennent des garanties, des lettres de crédit et des sommes au comptant. La société surveille et gère assidûment la concentration du risque de crédit lié aux contreparties. La société croit que ces mesures minimisent son risque de contrepartie, mais il n'y a aucune certitude qu'elles la protégeront contre toutes les pertes importantes.

À la date du bilan, le risque de contrepartie maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers correspondait à des actifs financiers autres que des instruments dérivés, tels que les débiteurs, les prêts et les billets à recevoir, ainsi qu'à la juste valeur des instruments dérivés compris dans les actifs financiers. À l'intérieur de ces soldes, la société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 décembre 2009, il n'y avait aucun montant important exigible ou représentant une perte de valeur.

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers lui fournissent des marges de crédit confirmées et des facilités de dépôt au comptant ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolubles.

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

Certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions ordinaires et de 6,1 millions d'actions ordinaires de Calpine, représentant environ 85 % des réclamations convenues. En 2008, ces actions ont été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à des gains totaux de 279 millions de dollars avant les impôts. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils ont été transmis aux expéditeurs de ces réseaux en 2008 et 2009.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que TCPL ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. La société gère le risque d'illiquidité en s'assurant qu'elle dispose toujours des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour respecter ses engagements à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles, sans devoir subir des pertes inacceptables ni nuire à sa réputation.

La direction établit continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer ses besoins en financement. Un amalgame de facilités de crédit confirmées et de marges de crédit à vue ainsi que l'accès aux marchés financiers permettent de gérer ces besoins, ainsi qu'il est question sous la rubrique « Gestion des capitaux » ci-après.

Au 31 décembre 2009, les marges de crédit bancaire renouvelables confirmées de la société s'établissaient à 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars, 1,0 milliard de dollars US et 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, décembre 2012, décembre 2012 et en février 2013. Au 31 décembre 2009, la facilité de 300 millions de dollars US avait été utilisée en totalité et aucun autre prélèvement n'avait été effectué sur les autres facilités. La société continue de bénéficier d'un accès ininterrompu au marché de papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles.

TCPL a accès aux marchés financiers aux termes des prospectus suivants :

- En décembre 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable de base de 4,0 milliards de dollars US lui permettant d'émettre aux États-Unis des titres d'emprunt pour un montant à concurrence de 4,0 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2009, aucune émission n'avait été effectuée aux termes du prospectus préalable de base.
- En avril 2009, TCPL a déposé au Canada un prospectus préalable de base au Canada prévoyant l'émission de billets à moyen terme d'une valeur de 2,0 milliards de dollars. Au 31 décembre 2009, aucune émission n'a été effectuée aux termes du prospectus préalable de base.

Gestion des capitaux

Le principal objectif de la gestion des capitaux est d'assurer que TCPL profite de cotes de crédit élevées à l'appui de ses activités et pour maximiser la valeur pour les actionnaires. Pour l'essentiel, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2009 n'ont pas été modifiés depuis l'exercice précédent.

TCPL gère sa structure du capital d'une manière qui concorde avec les caractéristiques des risques inhérents aux actifs sous-jacents. La direction de la société estime que sa structure du capital est composée de la dette nette, des participations sans contrôle et des capitaux propres attribuables aux actionnaires. La dette nette est constituée des billets à payer, des montants nets à rembourser à TransCanada Corporation, de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La dette nette comprend exclusivement les obligations que la société contrôle et gère. Par conséquent, elle ne comprend pas la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les billets à payer et la dette à long terme des coentreprises de TCPL.

La structure du capital s'établit comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Billets à payer	1 678	1 685
Montants nets à rembourser à TransCanada Corporation	1 224	292
Dette à long terme	16 664	16 154
Billets subordonnés de rang inférieur	1 036	1 213
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(878)	(1 109)
Dette nette	19 724	18 235
Participations sans contrôle	785	805
Capitaux propres	14 872	12 963
Total des capitaux propres	15 657	13 768
Total des capitaux	35 381	32 003

Justes valeurs

La valeur comptable de certains instruments financiers comprise dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres, les montants à rembourser à ou à recevoir de TransCanada Corporation, les billets à payer, les créditeurs, les intérêts courus et les montants reportés se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou qu'ils échoient à court terme. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et produits pétroliers a été calculée aux cours du marché

s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

La juste valeur de la dette à long terme de la société a été évaluée en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables et, lorsque ces renseignements n'étaient pas disponibles, en actualisant les paiements futurs de l'intérêt et du capital aux taux d'intérêt estimatifs auxquels la société avait accès.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

	2009		2008	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	979	979	1 300	1 300
Débiteurs et actifs incorporels et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 433	1 484	1 427	1 427
Montants à recevoir de TransCanada Corporation	845	845	1 329	1 329
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	27	27
	3 280	3 331	4 083	4 083
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 687	1 687	1 702	1 702
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 532	1 532	1 364	1 364
Montants à rembourser à TransCanada Corporation	2 069	2 069	1 621	1 621
Intérêts courus	380	380	361	361
Dette à long terme	16 664	19 377	16 154	15 337
Billets subordonnés de rang inférieur	1 036	976	1 213	815
Dette à long terme des coentreprises	965	1 025	1 076	1 052
	24 333	27 046	23 491	22 252

(1) Le bénéfice net consolidé en 2009 comprenait 6 millions de dollars (15 millions de dollars en 2008) en raison d'ajustements de la juste valeur de swaps de taux d'intérêt visant 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US et 50 millions de dollars en 2008) 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 pour ces instruments financiers.

(2) Au 31 décembre 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 968 millions de dollars (1 280 millions de dollars en 2008) dans les créditeurs et de 488 millions de dollars (174 millions de dollars en 2008) dans les actifs incorporels et autres.

(3) Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme et des billets à recevoir qui sont ajustés à la juste valeur.

(4) Au 31 décembre 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 507 millions de dollars (1 342 millions de dollars en 2008) dans les créditeurs et de 25 millions de dollars (22 millions de dollars en 2008) dans les montants reportés.

Les tableaux qui suivent présentent en détail les échéances contractuelles à venir pour les passifs financiers autres que des instruments dérivés de TCPL, y compris les flux de trésorerie au titre du capital et de l'intérêt au 31 décembre 2009 :

Remboursements contractuels des passifs financiers⁽¹⁾

(en millions de dollars)	Total	Paiements exigibles par période			
		2010	2011 et 2012	2013 et 2014	2015 et par la suite
Billets à payer	1 687	1 687	–	–	–
Montants à rembourser à TransCanada Corporation	2 069	–	2 069	–	–
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	17 700	478	2 099	1 879	13 244
Dette à long terme des coentreprises	965	212	174	94	485
	22 421	2 377	4 342	1 973	13 729

⁽¹⁾ Le moment prévu du règlement de contrats de dérivés est présenté dans le sommaire des instruments financiers dérivés qui figure dans la présente note.

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers

(en millions de dollars)	Total	Paiements exigibles par période			
		2010	2011 et 2012	2013 et 2014	2015 et par la suite
Montants à recevoir de TransCanada Corporation	79	26	53	–	–
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	17 123	1 186	2 260	2 093	11 584
Dette à long terme des coentreprises	305	46	73	65	121
	17 507	1 258	2 386	2 158	11 705

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2009 s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2009				
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	– \$	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 275	238	180	–	–
Ventes	13 185	194	180	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	574
En dollars US	–	–	–	444 US	1 325 US
Swaps de devises	–	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice	3 \$	(5)\$	1 \$	3 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	70 \$	(76)\$	– \$	36 \$	(22)\$
Dates d'échéance	2010 - 2015	2010 - 2014	2010	2010 - 2012	2010 - 2018

2009

Au 31 décembre

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	– \$	– \$	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	– \$	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 641	33	–	–	–
Ventes	14 311	–	–	–	–
En dollars US	–	–	–	120 US	1 825 US
Swaps de devises	–	–	–	136/100 US	–
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	156 \$	(29)\$	– \$	– \$	(37)\$
Dates d'échéance	2010 - 2015	2010 - 2014	–	2010 - 2014	2010 - 2020

(1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

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

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

(4) 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 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur au 31 décembre 2009, à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2009, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(5) En 2009, le bénéfice net comprenait des pertes de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Le moment prévu du règlement des contrats dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants après le 31 décembre 2009. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement. Le moment prévu du règlement de ces contrats s'établit comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Total	2010	2011 et 2012	2013 et 2014	2015 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	287	201	73	11	2
Passifs	(349)	(233)	(85)	(27)	(4)
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	288	142	106	35	5
Passifs	(263)	(106)	(89)	(66)	(2)
	(37)	4	5	(47)	1

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2008 s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2008				
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	4 035	172	410	–	–
Ventes	5 491	162	252	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	1 016
En dollars US	–	–	–	479 US	1 575 US
En yens japonais (en milliards)	–	–	–	4,3 YJ	–
Swaps de devises	–	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice	24 \$	(23)\$	1 \$	(9)\$	(61)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	23 \$	(2)\$	1 \$	6 \$	13 \$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	2009	2009 - 2012	2009 - 2018
Instruments dérivés financiers faisant l'objet de relations de couverture⁽³⁾⁽⁴⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	115 \$	– \$	– \$	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	– \$	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	8 926	9	–	–	–
Ventes	13 113	–	–	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	50
En dollars US	–	–	–	15 US	1 475 US
Swaps de devises	–	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice	(56)\$	15 \$	– \$	– \$	(10)\$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	–	2009 - 2013	2009 - 2019

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

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

(3) 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 des valeurs nominales de 50 millions de dollars et de 50 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur au 31 décembre 2008 étaient de 1 million de dollars. En 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(4) En 2008, le bénéfice net comprenait des pertes de 6 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2008, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Exigibles		
Autres actifs à court terme	315	318
Créditeurs	(340)	(298)
À long terme		
Actifs incorporels et autres	260	191
Montants reportés	(272)	(694)

Instruments financiers dérivés des coentreprises

Le sommaire des instruments financiers dérivés au bilan comprend les montants liés aux instruments dérivés visant l'électricité utilisés par une des coentreprises de la société pour gérer les risques liés au prix des produits de base. La quote-part revenant à la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité était de 105 millions de dollars au 31 décembre 2009 (75 millions de dollars en 2008). Ces contrats échoient entre 2010 et 2015. La quote-part revenant à la société des valeurs nominales des volumes des ventes d'électricité liée à ce risque s'établissait à 6 312 GWh au 31 décembre 2009 (7 600 GWh en 2008). La quote-part revenant à la société des valeurs nominales des volumes des achats d'électricité liée à ce risque était de 2 747 GWh au 31 décembre 2009 (47 GWh en 2008).

Hierarchie de la juste valeur

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans 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 autres que les prix cotés pour lesquels tous les extrants importants peuvent être observés, directement ou indirectement. Cette catégorie comprend la juste valeur déterminée au moyen de techniques d'évaluation telles que des modèles d'établissement du prix d'options et d'extrapolation à l'aide de données observables. Les évaluations incluses dans le troisième niveau sont fondées sur des données qui ne sont pas facilement observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. Les opérations à échéance éloignée visant des marchandises sur certains marchés et la juste valeur des garanties sont incluses dans cette catégorie. Les prix des marchandises 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. La juste valeur des garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie qui seraient engagés s'il fallait avoir recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties.

Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur au 31 décembre 2009, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit. En 2009, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

<i>(en millions de dollars, avant les impôts sur les bénéfices)</i>	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)	Autres données importantes observables (deuxième niveau)	Données importantes inobservables (troisième niveau)	Total
Stocks de gaz naturel	–	73	–	73
Instruments financiers dérivés :				
Actifs	65	509	14	588
Passifs	(109)	(500)	(16)	(625)
Instruments financiers non dérivés : Actifs disponibles à la vente	23	–	–	23
Passif au titre de garanties ⁽¹⁾	–	–	(4)	(4)
	(21)	82	(6)	55

⁽¹⁾ La juste valeur des garanties est incluse dans les montants reportés au 31 décembre 2009.

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

<i>(en millions de dollars, avant les impôts sur les bénéfices)</i>	Instruments dérivés ⁽¹⁾	Garanties ⁽²⁾	Total
Solde au 31 décembre 2008	–	(9)	(9)
Nouveaux contrats ⁽³⁾	(14)	–	(14)
Transferts au troisième niveau ⁽⁴⁾	12	–	12
Total des gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s inclus dans les montants reportés	–	(7)	(7)
Autres	–	7	7
Solde au 31 décembre 2009	(2)	(9)	(11)

⁽¹⁾ La juste valeur des instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs correspond au montant net.

⁽²⁾ La juste valeur des garanties est constatée dans les montants reportés. Aucun montant n'a été constaté dans les résultats pour les périodes à l'étude.

⁽³⁾ Le total des gains nets inclus dans le résultat attribuable aux instruments dérivés conclus au cours de la période considérée et toujours détenus à la date du bilan est de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

⁽⁴⁾ Ces contrats étaient antérieurement inclus dans le deuxième niveau, mais ils ont été reclassés dans le troisième niveau en raison de la liquidité réduite du marché auquel ils se rapportent.

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 de 18 millions de dollars ou à une hausse de 18 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés en vigueur au 31 décembre 2009.

Un accroissement de 100 points de base ou un recul de 100 points de base du taux des lettres de crédits, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à respectivement une augmentation de 6 millions de dollars ou à une diminution de 6 millions de dollars de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 31 décembre 2009. Parallèlement, l'incidence d'une augmentation de 100 points de base ou la diminution de 100 points de base du taux d'actualisation de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 31 décembre 2009 entraînerait respectivement une baisse de 2 millions de dollars du passif ou une hausse de 2 millions de dollars du passif.

NOTE 19 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**Provision pour les impôts sur les bénéfices**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Exigibles			
Canada	(68)	381	364
Pays étrangers	100	143	65
	32	524	429
Futurs			
Canada	326	(10)	8
Pays étrangers	18	77	46
	344	67	54
	376	591	483

Répartition géographique du bénéfice

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Canada	1 061	1 203	1 208
Pays étrangers	768	938	582
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 829	2 141	1 790

Rapprochement de la charge fiscale

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 829	2 141	1 790
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	29,0 %	29,5 %	32,1 %
Charge fiscale prévue	530	632	575
Différence d'impôts sur les bénéfices liée aux activités réglementées	39	44	69
Taux d'imposition étrangers effectifs inférieurs	(63)	(5)	(39)
Modification du taux d'imposition et changements législatifs	(30)	–	(73)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(37)	(45)	(34)
Variation de la provision pour moins-value	–	(9)	–
Autres ⁽¹⁾	(63)	(26)	(15)
Charge fiscale réelle	376	591	483

⁽¹⁾ Ce poste comprend des économies d'impôts sur les bénéfices nettes de 23 millions de dollars constatées en 2009 (7 millions de dollars en 2008; 13 millions de dollars en 2007) à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales ainsi que des modifications des estimations.

Actifs et passifs d'impôts futurs

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2009	2008
Montants reportés	42	119
Autres avantages postérieurs à l'emploi	72	69
Pertes non réalisées sur les instruments dérivés	56	62
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	–	77
Reports prospectifs de pertes autres qu'en capital	148	24
Autres	90	107
	408	458
Moins : provision pour moins-value ⁽¹⁾	–	77
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	408	381
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	2 642	1 464
Impôts sur les besoins en produits futurs	338	–
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	17	28
Prestations de retraite	75	55
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	96	14
Gains non réalisés sur les instruments dérivés	32	19
Crédits reportés	57	–
Autres	44	54
Passifs d'impôts futurs	3 301	1 634
Montant net des passifs d'impôts futurs	2 893	1 253

⁽¹⁾ Puisqu'il n'y avait pas de quasi-certitude que la société réaliserait les économies d'impôts liées aux pertes de change non réalisées sur la dette à long terme à l'avenir, une provision pour moins-value a été constatée en 2008.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur les bénéfices. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient été supérieurs d'environ 101 millions de dollars au 31 décembre 2009 (102 millions de dollars en 2008).

Versements d'impôts sur les bénéfices

La société a effectué des versements d'impôts sur les bénéfices de 83 millions de dollars, déduction faite des remboursements reçus en 2009 (486 millions de dollars en 2008; 440 millions de dollars en 2007).

NOTE 20 BILLETS À PAYER

	2009		2008	
	Encours au 31 décembre (en millions de dollars)	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre (en millions de dollars)	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
En dollars CA	327	0,3 %	1 250	1,8 %
En dollars US (1 299 \$ US en 2009, 369 \$ US en 2008)	1 360	0,4 %	452	3,3 %
	1 687		1 702	

Les billets à payer comprennent le papier commercial en circulation et les prélèvements sur les prêts-relais et les marges de crédit.

Au 31 décembre 2009, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 5,2 milliards de dollars. L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de TCPL de 2,0 milliards de dollars échéant en décembre 2012, à laquelle la société avait entièrement accès au 31 décembre 2009; les frais engagés pour maintenir la facilité de crédit se sont élevés à 2 million de dollars en 2009 et en 2008;
- une facilité consortiale confirmée renouvelable de 300 millions de dollars US garantie par TransCanada et échéant en février 2013; cette facilité fait partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US de TCPL USA dont il est question à la note 10; cette facilité était entièrement utilisée au 31 décembre 2009; le coût de maintien de la facilité de crédit a été de 1 million de dollars en 2009 et en 2008;
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada Keystone Pipeline L.P., garantie par TCPL, échéant en novembre 2010 mais reportable jusqu'à novembre 2011 à l'option de l'emprunteur; la facilité de crédit était entièrement accessible au 31 décembre 2009 et son coût de maintien a été de 2 millions de dollars en 2009 (néant en 2008);
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 1,0 milliard de dollars US de TCPL USA établie au quatrième trimestre de 2009; elle échoit en décembre 2012 et peut être reportée d'une année à l'option de l'emprunteur; cette facilité est garantie par TransCanada et elle était entièrement accessible au 31 décembre 2009;
- des marges à vue totalisant 805 millions de dollars qui permettent l'émission de lettres de crédit et donnent accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2009, la société avait affecté environ 467 millions de dollars du total de ces marges à vue à des lettres de crédit.

En juin 2008, TCPL a conclu un accord avec un consortium bancaire relativement à un prêt-relais confirmé et non garanti de un d'un montant de 1,5 milliard de dollars US; il est reportable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois. En août 2008, la société a affecté 255 millions de dollars US de cette facilité au financement d'une partie de l'acquisition de Ravenswood et elle a annulé le reste des fonds confirmés. En février 2009, la société a remboursé 255 millions de dollars US et elle a annulé le reste de cette facilité.

NOTE 21 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2009, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors services d'immobilisations à l'égard des activités réglementées et non réglementées du secteur des pipelines s'élevaient à 64 millions de dollars (69 millions de dollars en 2008), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation annuel variant de 1 % à 4 %. La juste valeur estimative de ces passifs s'établissait à 24 millions de dollars au 31 décembre 2009 (31 millions de dollars en 2008) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 11,0 %. Au 31 décembre 2009, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 2010 à 2029.

Au 31 décembre 2009, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors services d'immobilisations du secteur de l'énergie s'établissaient à 424 millions de dollars (427 millions de dollars en 2008), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation annuel variant de 2 % à 3 %. La juste valeur estimative de ce passif s'établissait à 87 millions de dollars au 31 décembre 2009 (85 millions de dollars en 2008) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 8,0 %. Au 31 décembre 2009, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 2017 à 2041.

Rapprochement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations⁽¹⁾

<i>(en millions de dollars)</i>	Pipelines	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2007	9	36	45
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	14	25	39
Charge de désactualisation	2	2	4
Solde au 31 décembre 2007	25	63	88
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	4	18	22
Charge de désactualisation	2	4	6
Solde au 31 décembre 2008	31	85	116
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	(9)	(4)	(13)
Charge de désactualisation	2	6	8
Solde au 31 décembre 2009	24	87	111

⁽¹⁾ Au 31 décembre 2009, les montants reportés et les crédateurs comprenaient des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations totalisant respectivement 110 millions de dollars (114 millions de dollars en 2008) et 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2008).

NOTE 22 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre des régimes PD qui couvrent la grande majorité de ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives et elles sont majorées chaque année au sein du Régime de pensions du Canada d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ huit ans.

La société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, des régimes 401(k) (régimes CD) aux États-Unis et des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'espérance de vie des anciens employés, durée qui est d'environ 13 ans au 31 décembre 2009. Les cotisations au régime d'épargne et aux régimes CD sont passées en charges au moment où elles sont engagées. En 2009, la société a passé en charges un montant de 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2008; 8 millions de dollars en 2007) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Les versements au comptant au titre des avantages sociaux futurs, soit les montants au comptant versés par la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 168 millions de dollars en 2009 (90 millions de dollars en 2008; 61 millions de dollars en 2007), y compris un montant de 21 millions de dollars en 2009 (21 millions de dollars en 2008; 8 millions de dollars en 2007) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, à des fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2010, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2011.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	1 332	1 462	144	155
Coût des services rendus au cours de l'exercice	45	52	2	2
Intérêts débiteurs	89	80	9	8
Cotisations des employés	4	3	1	1
Prestations versées	(70)	(68)	(8)	(8)
Perte actuarielle (gain actuariel)	107	(261)	10	(21)
Variations du taux de change	(31)	35	(8)	10
Modification des régimes	–	–	–	(11)
Acquisition	–	29	–	8
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	1 476	1 332	150	144
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 193	1 358	26	30
Rendement réel des actifs des régimes	206	(222)	5	(10)
Cotisations de l'employeur	140	62	7	7
Cotisations des employés	4	3	1	1
Prestations versées	(70)	(68)	(8)	(8)
Variations du taux de change	(26)	32	(4)	6
Acquisition	–	28	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	1 447	1 193	27	26
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(29)	(139)	(123)	(118)
Perte actuarielle nette non amortie	329	340	37	33
Coûts non amortis au titre des services passés	21	25	(3)	(1)
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	321	226	(89)	(86)

L'actif (le passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant, est présenté aux bilans de la société comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Actifs incorporels et autres	323	226	–	–
Montants reportés	(2)	–	(89)	(86)
	321	226	(89)	(86)

Les montants présentés ci-dessus relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnées au 31 décembre.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Obligation au titre des prestations	(390)	(1 317)	(150)	(144)
Juste valeur des actifs des régimes	358	1 178	27	26
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(32)	(139)	(123)	(118)

En 2010, la société prévoit que ses cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 115 millions de dollars, alors que ses cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux, au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ 28 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite	Autres avantages sociaux
2010	77	8
2011	81	9
2012	84	9
2013	87	10
2014	91	10
Période de 2015 à 2019	520	55

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations de retraite aux 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Taux d'actualisation	6,00 %	6,65 %	6,00 %	6,50 %
Taux de croissance de la rémunération	3,20 %	3,65 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net pour la société des régimes d'avantages sociaux au cours des exercices terminés les 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Taux d'actualisation	6,65 %	5,30 %	5,05 %	6,50 %	5,50 %	5,20 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,95 %	6,95 %	6,90 %	7,75 %	7,75 %	7,75 %
Taux de croissance de la rémunération	3,25 %	3,60 %	3,50 %			

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures sur le niveau et la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 9 % pour 2010. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % d'ici 2019 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de un point de pourcentage dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	13	(12)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Coût des services rendus au cours de l'exercice	45	52	45	2	2	2
Intérêts débiteurs	89	80	73	9	8	7
Rendement réel des actifs des régimes	(206)	222	(33)	(5)	10	(2)
Perte actuarielle (gain actuariel)	107	(261)	(22)	10	(21)	8
Modification des régimes	-	-	-	-	(11)	-
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les ajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	35	93	63	16	(12)	15
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	107	(316)	(51)	3	(12)	(1)
Différence entre la perte actuarielle constatée (le gain actuariel constaté) et la perte actuarielle réelle (le gain actuariel réel) sur l'obligation au titre des prestations constituées	(101)	280	47	(8)	23	(7)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	4	4	4	-	11	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	2	2	2
Coût net des prestations constaté	45	61	63	13	12	9

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

Aux 31 décembre Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2009	2008	2009
Titres d'emprunt	40 %	48 %	35 % à 60 %
Titres de participation	60 %	52 %	40 % à 65 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt comprennent la dette de la société d'un montant de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) et de 3 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2009 et 2008. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 8 millions de dollars (0,6 % du total des actifs des régimes) et de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2009 et 2008.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

Avantages sociaux futurs des coentreprises

Certaines coentreprises de la société offrent à leurs employés des régimes PD ainsi que des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, notamment des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les obligations aux termes de ces régimes ne peuvent donner lieu à aucun recours contre TCPL. Les montants ci-après dans la présente note, y compris dans les tableaux connexes, représentent la quote-part de TCPL relativement à ces régimes.

Les versements au comptant au titre des avantages sociaux futurs, soit les montants au comptant versés par les coentreprises de la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 54 millions de dollars en 2009 (42 millions de dollars en 2008; 34 millions de dollars en 2007).

Au 31 décembre de chaque exercice, les coentreprises de la société évaluent, à des fins comptables, leurs obligations au titre des prestations ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. Les évaluations actuarielles des régimes de retraite les plus récentes aux fins de capitalisation ont eu lieu en date du 1^{er} janvier 2010, et les prochaines évaluations requises auront lieu en date du 1^{er} janvier 2011.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	599	789	133	165
Coût des services rendus au cours de l'exercice	16	27	5	8
Intérêts débiteurs	40	42	9	9
Cotisations des employés	6	6	–	–
Prestations versées	(33)	(37)	(4)	(4)
Perte actuarielle (gain actuariel)	68	(229)	27	(45)
Variations du taux de change	(1)	1	–	–
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	695	599	170	133
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	556	626	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	63	(78)	–	–
Cotisations de l'employeur	50	38	4	4
Cotisations des employés	6	6	–	–
Prestations versées	(33)	(37)	(4)	(4)
Variations du taux de change	(1)	1	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	641	556	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(54)	(43)	(170)	(133)
Perte actuarielle (gain actuariel) net(te) non amorti(e)	113	51	25	(3)
Coûts non amortis au titre des services passés	–	–	2	3
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	59	8	(143)	(133)

L'actif (le passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant, est présenté aux bilans de la société comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Actifs incorporels et autres	60	8	–	–
Montants reportés	(1)	–	(143)	(133)
	59	8	(143)	(133)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnées aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Obligation au titre des prestations	(695)	(594)	(170)	(133)
Juste valeur des actifs des régimes	641	551	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(54)	(43)	(170)	(133)

En 2010, les coentreprises de la société prévoient que leurs cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 57 millions de dollars, alors que leurs cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 6 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite	Autres avantages sociaux
2010	40	5
2011	43	6
2012	47	6
2013	50	7
2014	53	8
Période de 2015 à 2019	315	48

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations des coentreprises de la société au titre des prestations de retraite aux 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Taux d'actualisation	6,00 %	6,70 %	5,80 %	6,40 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net pour les coentreprises de la société des régimes d'avantages sociaux pour les exercices terminés les 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Taux d'actualisation	6,75 %	5,25 %	5,00 %	6,40 %	5,15 %	4,90 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	7,00 %	7,00 %	7,00 %			
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %	3,50 %			

L'incidence d'une variation de un point de pourcentage dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	2	(2)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	21	(18)

La quote-part de la société du coût net des avantages sociaux de ses coentreprises se présente comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Coût des services rendus au cours de l'exercice	16	27	28	5	8	10
Intérêts débiteurs	40	42	40	9	9	8
Rendement réel des actifs des régimes	(63)	78	1	-	-	-
Perte actuarielle (gain actuariel)	68	(229)	(34)	27	(45)	(16)
Modification des régimes	-	-	-	-	-	(2)
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les ajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	61	(82)	35	41	(28)	-
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	25	(122)	(44)	-	-	-
Différence entre la perte actuarielle constatée (le gain actuariel constaté) et la perte actuarielle réelle (le gain actuariel réel) sur l'obligation au titre des prestations constituées	(67)	239	44	(28)	48	20
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	-	-	-	-	-	3
Coût net constaté au titre des prestations des coentreprises	19	35	35	13	20	23

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite des coentreprises de la société ainsi que la ventilation ciblée, par catégorie d'actifs, s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre</i> Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2009	2008	2009
Titres d'emprunt	40 %	44 %	40 %
Titres de participation	60 %	56 %	60 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt comprennent la dette de la société d'un montant de 1 million de dollars (0,1 % du total des actifs des régimes) et de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2009 et 2008. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 4 millions de dollars (0,6 % du total des actifs des régimes) et de 3 millions de dollars (0,6 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2009 et 2008.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

NOTE 23 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008	2007
Diminution (augmentation) des débiteurs	315	(126)	49
(Augmentation) diminution des stocks	(19)	82	(6)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(249)	(61)	33
(Diminution) augmentation des créditeurs	(153)	131	(3)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	18	102	(10)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(88)	128	63

NOTE 24 ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Versements, montant net
2010	86	(12)	74
2011	83	(9)	74
2012	81	(5)	76
2013	79	(4)	75
2014	76	(4)	72
2015 et par la suite	494	(3)	491
	899	(37)	862

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à dix ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2009 se sont élevées à 91 millions de dollars (52 millions de dollars en 2008; 34 millions de dollars en 2007).

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation, et ces CAE ont été en partie sous-louées à des tiers à des modalités semblables. Les paiements à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus dans le tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quote-part de TCPL de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2009 a été de 384 millions de dollars (398 millions de dollars en 2008; 391 millions de dollars en 2007). Les capacités de production et les dates d'échéances des CAE s'établissent comme suit :

	Mégawatts	Date d'échéance
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sundance B	353	31 décembre 2020
Sheerness	756	31 décembre 2020

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Bruce Power

Bruce A a pris des engagements envers des tiers fournisseurs dans le contexte de la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2. La quote-part de TCPL au titre de ces engagements, sur les deux exercices se terminant le 31 décembre 2011, s'établit comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

2010	256
2011	39
	295

Prêt – Aboriginal Pipeline Group

En 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») et TCPL ont conclu un accord régissant le rôle de TCPL dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). Le projet donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Cumulativement, ces coûts sont actuellement évalués à entre 150 millions de dollars et 200 millions de dollars. Au 31 décembre 2009, TCPL avait avancé 143 millions de dollars à l'APG.

TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. La publication, vers la fin de décembre 2009, du rapport de la commission d'examen conjoint sur les facteurs environnementaux et socioéconomiques liés au projet a marqué une étape cruciale du processus de réglementation. Ce rapport a été soumis à l'examen de l'ONÉ en vue de l'approbation du projet, qui devrait se terminer en avril 2010 à la suite de l'audition des plaidoiries finales. À l'heure actuelle, la décision de l'ONÉ est attendue au quatrième trimestre de 2010.

Advenant que la coentreprise ne puisse en venir à une entente avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, les parties devront déterminer les étapes subséquentes appropriées dans le cadre du projet. Pour TCPL, il pourrait s'agir d'une réévaluation de la valeur comptable des avances à l'APG.

Autres engagements

Au 31 décembre 2009, TCPL devra engager, dans le secteur des pipelines, des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,0 milliards de dollars principalement pour les coûts de construction de l'oléoduc Keystone, l'expansion du réseau de l'Alberta et les coûts de construction de Guadalajara et de Bison.

Au 31 décembre 2009, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,3 milliard de dollars pour sa part des coûts de construction et d'aménagement dans le cadre des projets d'Oakville, de Bruce Power, de Coolidge, de Halton Hills et de la deuxième phase du projet éolien Kibby.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2009, la société avait constaté environ 67 millions de dollars relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent l'estimation faite par la société du montant qu'elle prévoit engager pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état qui se poursuivent pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TCPL et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de 2018 à perpétuité. En outre, TCPL et BPC ont garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Ces garanties ont été fournies dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005 et leurs durées s'étendent jusqu'à 2018 et 2019. Dans sa décision rendue en 2009 de renouveler les permis d'exploitation de Bruce Power, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») a décrété qu'il n'était plus nécessaire que les principaux associés de Bruce Power, y compris TCPL, fournissent des garanties financières à Bruce Power à l'appui de ses obligations aux termes des permis. Après les ajustements au titre des garanties de la CCSN, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant de ces garanties pour Bruce A et Bruce B était évaluée à 741 millions de dollars au 31 décembre 2009. La juste valeur estimative de ces garanties de Bruce Power est de 82 millions de dollars. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties relatives à Bruce Power, la société et ses associés dans certaines autres entités qu'elle détient en partie ont soit (i) conjointement ou solidairement (ii) conjointement ou (iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2009, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 351 millions de dollars à un maximum de 632 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties est évaluée à 9 millions de dollars et elle a été incluse dans les montants reportés. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

NOTE 25 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à recevoir de TransCanada Corporation.

<i>(en millions de dollars)</i>	Échéance	2009		2008	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte ⁽¹⁾	2010	1 959	0,6 %	1 529	2,1 %
Facilité de crédit ⁽²⁾		(1 114)	2,3 %	(200)	4,8 %
		845		1 329	

⁽¹⁾ L'intérêt sur les billets à escompte est équivalent aux taux courants pour le papier commercial.

⁽²⁾ TCPL a établi auprès de TransCanada une facilité de crédit renouvelable remboursable à demande de 1,5 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars US, portant intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada ou au taux de base annuel aux États-Unis, conformément aux modalités de l'entente. Cette facilité peut être retirée par TransCanada à son gré.

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant exigible de TransCanada Corporation.

<i>(en millions de dollars)</i>	Échéance	2009		2008	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Facilité de crédit ⁽¹⁾	2012	2 069	1,3 %	1 621	5,5 %

⁽¹⁾ TransCanada a établi auprès de TCPL une facilité de crédit non garantie de 2,5 milliards de dollars, portant intérêt au taux des acceptations bancaires majoré de 65 points de base ou au taux préférentiel de Reuters, au gré de TCPL. L'intérêt sur le solde impayé, soit de 2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2009, était imputé au taux des acceptations bancaires majoré de 65 points de base.

En 2009, les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 52 millions de dollars (76 millions en 2008; 72 millions de dollars en 2007) et un montant de 20 millions de dollars (55 millions de dollars en 2008; 30 millions de dollars en 2007) au titre des intérêts créditeurs en raison des opérations conclues avec TransCanada. Au 31 décembre 2009, les créditeurs comprenaient des intérêts de 2 millions de dollars à payer à TransCanada (2 millions de dollars en 2008) et les intérêts à recevoir de TransCanada s'établissaient à 3 millions de dollars (12 millions de dollars en 2008).

La société a effectué des paiements d'intérêt de 52 millions de dollars en 2009 (76 millions de dollars en 2008; 68 millions de dollars en 2007).

NOTE 26 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Les événements postérieurs ont été évalués jusqu'à la date de diffusion possible des états financiers, soit le 22 février 2010.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES DIX DERNIERS EXERCICES*(en millions de dollars, sauf indication contraire)*

	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
États des résultats										
Produits	8 966	8 619	8 828	7 520	6 124	5 497	5 636	5 225	5 285	4 384
BAIIA										
Pipelines	3 122	3 315	3 077	2 780	3 001	2 486	2 857	2 815	2 702	2 705
Énergie	1 132	1 169	970	880	883	621	458	373	383	199
Siège social	(117)	(104)	(102)	(85)	(87)	(59)	(65)	(63)	(82)	(77)
	4 137	4 380	3 945	3 575	3 797	3 408	3 250	3 125	3 003	2 827
Amortissement	(1 377)	(1 247)	(1 237)	(1 117)	(1 041)	(972)	(954)	(876)	(811)	(737)
BAII	2 760	3 133	2 708	2 458	2 756	2 436	2 296	2 249	2 192	2 090
Intérêts débiteurs et autres	(1 005)	(1 100)	(993)	(912)	(916)	(945)	(959)	(963)	(1 004)	(1 073)
Impôts sur les bénéfices	(376)	(591)	(483)	(475)	(610)	(491)	(514)	(517)	(480)	(354)
Bénéfice net	1 379	1 442	1 232	1 071	1 230	1 000	823	769	708	663
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(35)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires										
Activités poursuivies	1 357	1 420	1 210	1 049	1 208	978	801	747	686	628
Activités abandonnées	–	–	–	28	–	52	50	–	(67)	61
	1 357	1 420	1 210	1 077	1 208	1 030	851	747	619	689
États des flux de trésorerie										
Fonds provenant de l'exploitation	3 044	2 992	2 603	2 374	1 950	1 701	1 822	1 843	1 625	1 484
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(88)	128	63	(503)	79	28	93	92	(487)	437
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 956	3 120	2 666	1 871	2 029	1 729	1 915	1 935	1 138	1 921
Dépenses en immobilisations et acquisitions	6 319	6 363	5 874	2 042	2 071	2 046	965	851	1 082	1 144
Cessions d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	–	28	35	23	671	410	–	–	1 170	2 233
Dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	998	817	725	639	608	574	532	488	440	458
Bilans										
Actif										
Immobilisations corporelles										
Pipelines	23 638	20 700	18 280	17 141	16 528	17 306	16 064	16 158	16 562	16 937
Énergie	9 158	8 435	5 127	4 302	3 483	1 421	1 368	1 340	1 116	776
Siège social	83	54	45	44	27	37	50	64	66	111
Total de l'actif										
Activités poursuivies	44 670	40 735	31 737	26 386	24 113	22 414	20 873	20 416	20 255	20 238
Activités abandonnées	–	–	–	–	–	7	11	139	276	5 007
Total de l'actif	44 670	40 735	31 737	26 386	24 113	22 421	20 884	20 555	20 531	25 245
Structure du capital										
Dettes à long terme	16 186	15 368	12 377	10 887	9 640	9 749	9 516	8 899	9 444	10 008
Billets subordonnés de rang inférieur	1 036	1 213	975	–	–	–	–	–	–	–
Titres privilégiés	–	–	–	536	536	554	598	944	950	1 208
Participations sans contrôle	785	805	610	366	394	311	324	288	286	257
Actions privilégiées	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	14 483	12 574	9 664	7 618	7 164	6 484	6 044	5 747	5 426	5 211

	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Données par action ordinaire (en dollars)										
Bénéfice net – de base										
Activités poursuivies	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,17 \$	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	–	–	0,06	–	0,11	0,11	–	(0,14)	0,13
	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,23 \$	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$
Bénéfice net – dilué										
Activités poursuivies	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,17 \$	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,55 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	–	–	0,06	–	0,11	0,11	–	(0,14)	0,13
	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,23 \$	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,55 \$	1,30 \$	1,45 \$
Données par action privilégiée (en dollars)										
Dividendes déclarés :										
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif, série U	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif, série Y	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Ratios financiers										
Ratio du bénéfice sur les charges fixes ⁽¹⁾	2,0	2,7	2,6	2,6	2,9	2,5	2,3	2,3	2,1	1,9

⁽¹⁾ Le ratio du bénéfice sur les charges fixes est calculé en divisant le bénéfice par les charges fixes. Le bénéfice est calculé en tant que la somme du BAII et des intérêts créditeurs et autres produits, moins le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle (exception faite des participations sans contrôle affichant des intérêts débiteurs) et du bénéfice non réparti des placements comptabilisés selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les charges fixes sont calculées en tant que la somme des intérêts débiteurs, des intérêts débiteurs des coentreprises et des intérêts capitalisés.

dirigeants



Hal Kvisle

Président
et chef de la direction



Russ Girling

Chef de l'exploitation



Alex Pourbaix

Président, Énergie et vice-président directeur
Expansion de l'entreprise



Greg Lohnes

Vice-président directeur
et chef des finances



Dennis McConaghy

Vice-président directeur
Stratégie et développement – pipelines



Sean McMaster

Vice-président directeur
Siège social et chef du contentieux



Sarah Raiss

Vice-présidente directrice
Services généraux



Don Wishart

Vice-président directeur
Exploitation et grands projets

TransCanada PipeLines Limited

TransCanada Tower
450 1st Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1

1.403.920.2000 1.800.661.3805



Consulter notre site Web pour un complément d'information sur :

- les entreprises de pipelines et d'énergie de la société
- les projets et initiatives de la société
- la responsabilité sociale
- la gouvernance de l'entreprise
- les services à l'intention des investisseurs

www.transcanada.com

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

David Moneta, Vice-président,
Relations avec les investisseurs et communications

1.800.361.6522 (Canada et États continentaux des États-Unis)



notre vision

TransCanada sera le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord en ciblant les occasions de croissance dans les secteurs des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où la société possède ou peut obtenir un important avantage concurrentiel.

