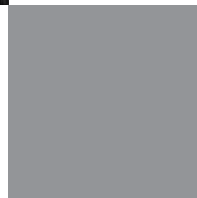


Rapport de gestion
et états financiers consolidés vérifiés 2007



PIPELINES

Gazoducs

- 1 Réseau principal au Canada
- 2 Réseau de l'Alberta
- 3 Réseau de GTN
- 4 Foothills
- 5 North Baja
- 6 Ventures LP
- 7 Tamazunchale
- 8 Tuscarora
- 9 Northern Border
- 10 Great Lakes
- 11 Iroquois
- 12 TQM
- 13 Portland
- 14 ANR
- 15 Projet de gazoduc de la route de l'Alaska (proposé par TransCanada)
- 16 Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (proposé par les producteurs)

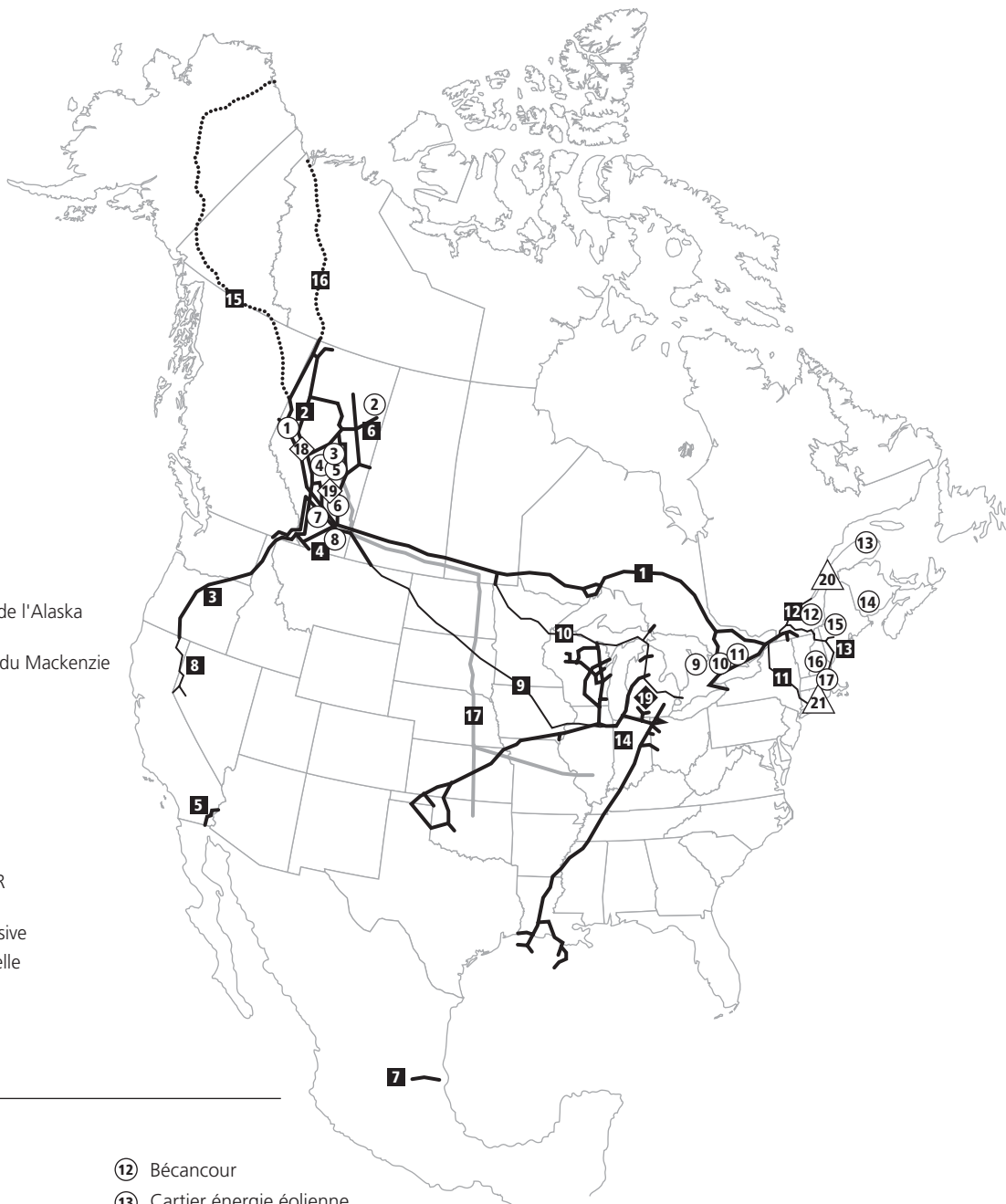
Oléoduc

- 17 Projet d'oléoduc Keystone (en construction)

Stockage de gaz naturel

- 18 Stockage de gaz naturel d'ANR

- Détenu en propriété exclusive
- Détenu en propriété partielle
- En construction
- Proposé



ÉNERGIE

Production d'électricité

- 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 – 48,7 %, Bruce B – 31,6 %)
- 10 Halton Hills (en construction)
- 11 Portlands Energy (en construction)

- 12 Bécancour
- 13 Cartier énergie éolienne (participation de 62 %, en construction)
- 14 Grandview
- 15 Projet éolien Kibby (proposé)
- 16 TC Hydro
- 17 Ocean State Power

Stockage de gaz naturel

- 18 Edson
- 19 CrossAlta

Gaz naturel liquéfié

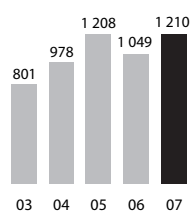
- 20 Cacouna (proposé par TransCanada et Petro-Canada)
- 21 Broadwater (proposé par TransCanada et Shell US Gas & Power LLC)

Points saillants des résultats financiers

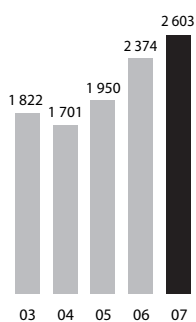
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2007	2006	2005	2004	2003
Bénéfice					
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires					
Activités poursuivies	1 210	1 049	1 208	978	801
Activités abandonnées	–	28	–	52	50
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	1 210	1 077	1 208	1 030	851
Flux de trésorerie					
Fonds provenant de l'exploitation	2 603	2 374	1 950	1 701	1 822
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	215	(300)	(48)	28	93
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 818	2 074	1 902	1 729	1 915
Dépenses en immobilisations et acquisitions	5 874	2 042	2 071	2 046	965
Bilans					
Total de l'actif	31 165	26 386	24 113	22 421	20 884
Dette à long terme	12 377	10 887	9 640	9 749	9 516
Billets subordonnés de rang inférieur	975	–	–	–	–
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	9 664	7 618	7 164	6 484	6 044

Bénéfice net revenant
aux actionnaires ordinaires
découlant des activités
poursuivies
(en millions de dollars)



Fonds provenant
de l'exploitation
(en millions de dollars)



Dépenses en
immobilisations
et acquisitions
(en millions de dollars)

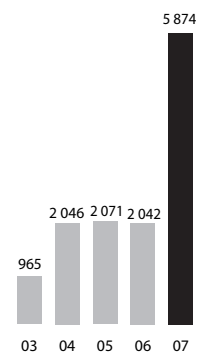


TABLE DES MATIÈRES

TCPL – APERÇU	4
TCPL – STRATÉGIE	6
REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	
Principales données financières consolidées des trois derniers exercices	8
Points saillants	9
Résultats d'exploitation	10
INFORMATIONS PROSPECTIVES	11
MESURES NON CONFORMES AUX PCGR	11
PERSPECTIVES	12
APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS	13
PIPELINES	
Points saillants	16
Aperçu des résultats	17
Analyse financière	18
Possibilités et faits nouveaux	21
Risques d'entreprise	23
Perspectives	25
Volumes de livraison de gaz naturel	27
ÉNERGIE	
Points saillants	30
Aperçu des résultats	30
Centrales – Capacité de production nominale et type de combustible	31
Analyse financière	32
Possibilités et faits nouveaux	41
Risques d'entreprise	43
Perspectives	44
SIÈGE SOCIAL	
Aperçu des résultats	45
Résultats financiers	45
Perspectives	46
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	46
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	
Résumé des flux de trésorerie	46
Points saillants	46
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	
Obligations contractuelles	51
Remboursements de capital	52
Paiements d'intérêt	52
Obligations d'achat	52

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS	54
Risques financiers	54
Autres risques	61
CONTRÔLES ET PROCÉDURES	63
PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	64
MODIFICATIONS COMPTABLES	65
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES	69
POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2007	71
RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS	73
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	73
GLOSSAIRE	74

Le rapport de gestion daté du 25 février 2008 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) et des notes y afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Le présent rapport de gestion porte sur la situation financière et sur les activités de TCPL au 31 décembre 2007 et pour l'exercice terminé à cette date. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les abréviations et les acronymes utilisés dans le glossaire paraissant dans le présent rapport de gestion sont définis dans le rapport annuel 2007 de la société.

TCPL – APERÇU

Forte de plus de 50 années d'expérience, TCPL est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des centrales, des installations de stockage de gaz naturel et des projets d'oléoducs ainsi que de terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL). Son réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive s'étend sur plus de 59 000 kilomètres (km) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement gazier en Amérique du Nord. TCPL est un des plus importants fournisseurs lorsqu'il s'agit de stockage de gaz naturel et de services connexes, avec une capacité de stockage d'environ 355 milliards de pieds cubes (Gpi³). Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TCPL détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de quelque 7 700 mégawatts (MW) d'électricité au Canada et aux États-Unis.

TCPL détient des actifs d'une valeur supérieure à 30 milliards de dollars et la société prévoit investir près de 10 milliards de dollars dans divers projets d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord et elle prévoit que, pour la plupart, ces projets devraient être achevés d'ici 2010. À plus long terme, TCPL poursuivra son programme de recherche et de réalisation de projets d'infrastructures à grande échelle.

La demande de gaz naturel, de pétrole et d'électricité en Amérique du Nord devrait continuer de s'accroître. D'ici 2020, il est prévu que la demande de gaz naturel augmentera de 15 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j), la demande de pétrole brut progressera de 3 millions de barils par jour (b/j) et la demande d'électricité s'accroîtra de 155 gigawatts.

La demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait croître en grande partie sous l'impulsion de la demande d'électricité. Les longs délais de réalisation des nouvelles centrales au charbon et nucléaires pourraient ralentir l'aménagement et l'achèvement de nouvelles centrales au charbon ou nucléaire au cours des cinq à dix prochaines années. Il est donc probable que l'électricité continue d'être produite à partir de gaz naturel pour répondre à une grande partie des besoins croissants en Amérique du Nord. L'Amérique du Nord est entrée dans une ère qui ne lui permettra plus de dépendre entièrement des sources classiques d'approvisionnement en gaz naturel pour répondre à ses besoins croissants. Les perspectives pour les sources de gaz naturel classiques donnent à penser qu'il faudra peut-être faire appel au gaz des régions nordiques et au GNL de l'étranger pour combler l'écart entre l'offre et la demande. TCPL est bien placée pour saisir les occasions connexes qui se présentent dans les secteurs du transport de gaz naturel, des infrastructures de GNL et de la production d'électricité.

TCPL élargit aussi ses activités au secteur du transport du pétrole brut grâce à l'aménagement d'un oléoduc d'un débit quotidien de 590 000 barils depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux raffineries des marchés du Midwest américain. TCPL s'est associée à ConocoPhillips, société de production et de raffinage intégrée d'envergure mondiale, pour construire l'oléoduc Keystone qui permettra de transporter le pétrole brut de l'Alberta jusqu'à des raffineries en Illinois et en Oklahoma. Ce partenariat fournit à TCPL une plate-forme lui permettant de concrétiser les occasions futures d'aménagement d'oléoducs. Les importants travaux de mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta rendent possible l'aménagement de nouvelles infrastructures de transport de pétrole brut.

TCPL possède la solidité et la souplesse financières nécessaires pour aménager de nouvelles infrastructures en vue de répondre à la demande accrue d'énergie, de faire face à l'évolution de la dynamique entre l'offre et la demande et de remplacer les infrastructures nord-américaines vieillissantes.

Actifs pipeliniers

Les gazoducs de TransCanada relient les approvisionnements gaziers des bassins 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 placés pour relier les nouvelles sources de gaz naturel, y compris le gaz des régions nordiques et le GNL

importé, aux marchés en plein essor. En présence de la production accrue des sables bitumineux de l'Alberta et de la demande croissante de sources d'énergie sûres et fiables, TCPL a cerné des occasions d'aménagement d'oléoducs.

Le réseau de l'Alberta de TCPL a assuré la collecte de 68 % du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien, soit 16 % de toute la production nord-américaine en 2007. TCPL exporte 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, le réseau GTN et Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills).

L'acquisition d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) remonte à février 2007. ANR Pipeline Company (ANR Pipeline), une filiale d'American Natural Resources Company, achemine du gaz naturel à partir de gisements en exploitation, principalement situés en Oklahoma, au Texas, en Louisiane et dans le golfe du Mexique, jusqu'à des marchés concentrés au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Ohio et en Indiana. Par ailleurs, ANR Pipeline 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 la région américaine des Rocheuses, de même qu'à tout un éventail de marchés de consommation dans le Midwest américain et le Nord-Est des États-Unis.

En raison de l'acquisition d'ANR, TCPL détient et exploite une capacité de stockage de gaz naturel réglementée de quelque 235 Gpi³ au Michigan, se hissant ainsi au rang des plus importantes entreprises de stockage de gaz en Amérique du Nord.

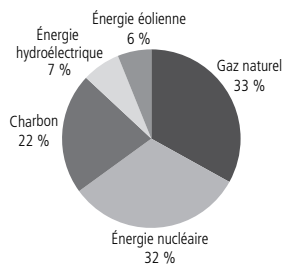
TCPL exporte également du gaz naturel du BSOC jusque dans l'Est du Canada et dans les régions de l'Ouest, du Midwest et du Nord-Est des États-Unis par le truchement de six réseaux de gazoducs qu'elle détient partiellement : Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes), Iroquois Gas Transmission System, L.P. (Iroquois), Portland Natural Gas Transmission System (Portland), réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM), Northern Border Pipeline Company (Northern Border) et Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora). Certains de ces réseaux de gazoducs sont détenus compte tenu de la participation de 32,1 % de la société dans TC PipeLines, LP (PipeLines LP).

Par ailleurs, la société transporte du gaz naturel en empruntant les pipelines en propriété exclusive TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP) en Alberta, North Baja aux États-Unis et Tamazunchale au Mexique, ainsi que les pipelines TransGas de Occidente S.A. (TransGas) en Colombie et Gasoducto del Pacifico S.A. (Gas Pacifico) en Argentine, tous deux détenus partiellement.

En outre, la société détient une participation de 50 % dans TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership (Keystone Canada) et dans TransCanada Keystone Pipeline LP (Keystone U.S.) (collectivement, Keystone). L'oléoduc Keystone, dont la construction a été amorcée, transportera 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.

Actifs énergétiques

TCPL a créé une substantielle entreprise d'énergie au cours des dix dernières années, et sa présence est désormais significative au chapitre de la production d'électricité dans certaines régions du Canada et des États-Unis. TCPL détient, en totalité ou en partie, des droits ou des participations dans des installations ayant une capacité de production d'environ 7 700 MW d'électricité au Canada et aux États-Unis. Les actifs de TCPL dans le secteur de l'électricité regroupent principalement des centrales à faible coût pour la charge de base ou des centrales auxquelles peuvent être associées des conventions sûres de vente d'électricité à long terme. Plus récemment, TCPL a également mis sur pied une importante entreprise de stockage de gaz naturel non réglementée en Alberta.

Électricité produite selon le combustible

Ces actifs sont concentrés dans deux grandes régions : les installations énergétiques de l'Ouest, en Alberta, et les installations énergétiques de l'Est, dans les marchés de l'Est du Canada et de la Nouvelle-Angleterre. Le graphique ci-contre illustre le portefeuille de l'offre des centrales de TCPL.

Tous les actifs de stockage de gaz naturel non réglementés de TCPL sont situés en Alberta. TCPL détient ou possède des droits pour une capacité de stockage de gaz naturel de 120 Gpi³, soit environ un tiers de la capacité à l'échelle de la province.

Les possibilités et les faits nouveaux, à l'égard de l'entreprise de pipelines et de l'entreprise d'énergie de la société, font l'objet d'un traitement plus approfondi dans les sections sur les pipelines et sur l'énergie du présent rapport de gestion.

TCPL – STRATÉGIE

TCPL se voit devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, s'intéressant grandement aux possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie d'un solide avantage concurrentiel. Depuis 2000, les stratégies clés de TCPL ont évolué au rythme de la progression de la société et des changements à survenir dans le contexte commercial. Aujourd'hui, la stratégie générale de TCPL s'articule autour de six éléments :

- maximiser la valeur à long terme de l'entreprise de transport de gaz naturel de la société;
- assurer la croissance de l'entreprise de pipelines en Amérique du Nord et des infrastructures connexes;
- maximiser la valeur à long terme des entreprises existantes de production d'électricité et de commercialisation de l'électricité ainsi que des entreprises connexes;
- assurer la croissance des entreprises d'énergie et d'électricité en Amérique du Nord;
- tendre vers l'excellence opérationnelle;
- maximiser la capacité concurrentielle et la valeur durable de TCPL.

Maximiser la valeur à long terme de l'entreprise de transport de gaz naturel de la société

TCPL continue de juger prioritaire la maximisation de la valeur à long terme de son entreprise de transport de gaz naturel. Elle s'attache à relier sources d'approvisionnement et marchés par la voie d'expansions, de prolongements, d'acquisitions et de relations stratégiques. La société cherche en outre à proposer des tarifs concurrentiels et des services qui répondront aux besoins des parties prenantes, tout en rehaussant la valeur de ses actifs pipeliniers.

Assurer la croissance de l'entreprise de pipelines en Amérique du Nord et des infrastructures connexes

TCPL travaille à la mise en valeur de nouveaux projets de pipelines ou au réaménagement d'installations en place pour assurer la croissance de son entreprise de pipelines et d'infrastructures connexes en Amérique du Nord. Ces projets englobent des gazoducs dans les régions pionnières, notamment le gazoduc de la vallée du Mackenzie (GVP) et le gazoduc de l'Alaska ainsi que des projets d'oléoducs qui permettraient de répondre à la demande croissante de services de transport pour la production des sables bitumineux de l'Alberta.

D'autres tremplins de croissance comprennent, notamment :

- l'acquisition d'actifs de transport de gaz naturel synergiques et complémentaires dans les régions essentielles existantes de TCPL;
- l'acquisition de participations de partenaires dans des pipelines associés afin d'accroître le degré de contrôle stratégique, la rentabilité et la valeur;
- l'acquisition éventuelle d'entreprises de transport de gaz autonomes dans de nouvelles régions nord-américaines, en des endroits où une masse critique et un solide avantage concurrentiel peuvent être obtenus.

En outre, la société continue d'aller de l'avant avec la mise en valeur d'infrastructures de gazoducs et d'installations associées en vue de la regazéification du GNL au Mexique et elle vise à rehausser les résultats de Pipelines LP par la voie d'acquisition et d'une croissance interne.

Maximiser la valeur à long terme des entreprises existantes de production d'électricité et de commercialisation de l'électricité ainsi que des entreprises connexes

TCPL souhaite maximiser la valeur à long terme des entreprises existantes de production d'électricité et de commercialisation de l'électricité ainsi que des entreprises connexes, notamment le stockage de gaz naturel non soumis à la réglementation. La démarche que préconise la société prévoit des activités de commercialisation fondées sur des critères stratégiques et des limites de risque bien définies, en vue d'optimiser la valeur de ses actifs, de gérer rigoureusement ses actifs et de participer activement au processus réglementaire et à l'évolution du marché.

Assurer la croissance des entreprises énergétiques et d'électricité en Amérique du Nord

La société met actuellement l'accent sur les régions essentielles de l'ouest et de l'est afin d'assurer la croissance des entreprises d'énergie et d'électricité en Amérique du Nord. L'ouverture sur de nouveaux marchés sera aussi envisagée lorsque les facteurs fondamentaux sont favorables et que TCPL peut tirer avantage de ses compétences afin de rehausser sa capacité concurrentielle. L'accent continue d'être placé sur des actifs en électricité à faible coût pour la charge de base, ou encore sur des actifs auxquels sont associés des contrats garantis à long terme signés par des parties dignes de confiance. En outre, la société continue d'aller de l'avant avec la mise en valeur d'installations de regazéification du GNL et des infrastructures de gazoducs associées pour alimenter les réseaux de transport de gaz de TCPL dans l'Est du Canada ainsi que dans les régions du golfe du Mexique, du Nord-Est des États-Unis et des États américains du nord-ouest sur la côte du Pacifique. La possibilité d'aménager de nouvelles installations ou d'en acquérir certaines qui existent déjà, pour la production d'électricité, le transport de gaz naturel ou son stockage, sera étudiée lorsque les critères stricts de la société en matière de stratégie et de création de valeur sont respectés.

Tendre vers l'excellence opérationnelle

TCPL confirme son engagement à l'endroit de son modèle commercial d'excellence opérationnelle en fournissant à ses clients, sans danger et à faible coût, des services fiables de manière responsable. L'accroissement de l'efficacité, la fiabilité opérationnelle, l'environnement et la sécurité continueront de mériter l'attention de la société dans ce secteur critique.

Maximiser la capacité concurrentielle et la valeur durable de TCPL

Outre les stratégies dont il a été question plus haut, un certain nombre d'autres possibilités sont envisagées de façon à maximiser la capacité concurrentielle et la valeur durable de TCPL, par exemple :

- gestion des relations avec des groupes clés de parties prenantes;
- gestion, à l'intérieur des limites fixées par la société, des risques associés aux produits de base et aux contreparties;
- maintien de normes élevées à l'égard des pratiques en matière de gouvernance d'entreprise;
- développement de la pensée stratégique, de l'analyse et des débats constructifs menant à la prise de décisions judicieuses en matière d'investissement;
- recherche, embauche et maintien en poste d'employés qui permettront d'assurer un rendement maximal;
- accès continu à du capital abondant à faible coût quelles que soient les conditions commerciales.

REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES⁽¹⁾			
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2007	2006	2005
État des résultats			
Produits	8 828	7 520	6 124
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires			
Activités poursuivies	1 210	1 049	1 208
Activités abandonnées	–	28	–
	1 210	1 077	1 208
Résultat comparable ⁽²⁾	1 094	923	838
Données par action ordinaire			
Bénéfice net – de base et dilué			
Activités poursuivies	2,28 \$	2,17 \$	2,50 \$
Activités abandonnées	–	0,06	–
	2,28 \$	2,23 \$	2,50 \$
Résumé des flux de trésorerie			
Fonds provenant de l'exploitation ⁽²⁾	2 603	2 374	1 950
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	215	(300)	(48)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 818	2 074	1 902
Bilan			
Total de l'actif	31 165	26 386	24 113
Total du passif à long terme	17 832	15 014	13 012

⁽¹⁾ Les principales données financières consolidées des trois derniers exercices se fondent sur les états financiers de la société, qui ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada.

⁽²⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation.

POINTS SAILLANTS

Bénéfice net

- En 2007, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies (résultat net) ont atteint 1 210 millions de dollars, comparativement à un bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de 1 077 millions de dollars et à un résultat net de 1 049 millions de dollars en 2006.

Résultat comparable

- Le résultat comparable de TCPL en 2007 ne comprenait pas des rajustements favorables d'impôts de 102 millions de dollars et un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains. Une augmentation de 171 millions de dollars du résultat comparable a porté celui-ci à 1 094 millions de dollars en 2007, contre 923 millions de dollars en 2006.

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation

- Les rentrées nettes provenant de l'exploitation se sont chiffrées à 2 818 millions de dollars, soit une augmentation de 744 millions de dollars entre 2006 et 2007.
- Les fonds provenant de l'exploitation ont augmenté de 229 millions de dollars pour s'établir à 2 603 millions de dollars en 2007 comparativement à 2006, surtout en raison de la progression du résultat.

Activités d'investissement

- En 2007, les investissements de TCPL dans ses entreprises de pipelines et d'énergie ont été d'environ 5,9 milliards de dollars et se composent principalement des opérations suivantes :
 - En février 2007, la société a conclu l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes au prix total d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. La participation supplémentaire acquise dans Great Lakes porte la participation directe de TCPL à 53,6 %.
 - En février 2007, PipeLines LP a conclu l'acquisition d'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, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture.

Activités de financement

- En 2007, TCPL a émis des titres de créance à long terme d'un montant d'environ 2,6 milliards de dollars, pour 1,0 milliard de dollars US de billets subordonnés de rang inférieur, et pour environ 1,8 milliard de dollars d'actions ordinaires. Ces émissions se composent principalement des opérations suivantes :
 - En octobre 2007, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US.
 - En février 2007, la société a conclu un accord afin de mettre en place une facilité de crédit renouvelable de cinq ans consentie de 1,0 milliard de dollars US.
 - PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit et de son emprunt à terme renouvelables pour le porter de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US en février 2007.
 - TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US en avril 2007.
 - Au premier trimestre de 2007, la société a émis, en faveur de TransCanada Corporation (TransCanada) 48,2 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars.
- 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 pour un produit brut de 600 millions de dollars US. TCPL s'est portée acquéreur de 50 % des parts en contrepartie de 300 millions de dollars US, et elle a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, ce qui a porté sa participation totale de 13,4 % à 32,1 %.
- En juillet 2007, la société a racheté des titres privilégiés d'une valeur de 460 millions de dollars US.

Bilan

- Le total de l'actif s'est accru de 4,8 milliards de dollars comparativement à 2006 pour atteindre 31,2 milliards de dollars en 2007, principalement en raison des acquisitions d'ANR et de Great Lakes.
- Les capitaux propres de TCPL se sont accrus de 2,0 milliards de dollars pour atteindre 10,1 milliards de dollars en 2007 comparativement à l'exercice précédent.

Dividendes

- Le 28 janvier 2008, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2008, 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 2008. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « 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 D'EXPLOITATION

Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 1 210 millions de dollars en 2007, alors qu'il était de 1 077 millions de dollars en 2006 et de 1 208 millions de dollars en 2005. En 2006, le bénéfice net comprenait un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars, montant qui tient compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de Mirant Corporation et de certaines de ses filiales (Mirant) relativement à des opérations avec l'entreprise de commercialisation du gaz dont TCPL s'est dessaisie en 2001.

Le résultat net de 2007 a été de 1 210 millions de dollars, comparativement à 1 049 millions de dollars en 2006 et à 1 208 millions de dollars en 2005. En 2007, le résultat net comprenait un montant de 102 millions de dollars pour des rajustements favorables d'impôts ainsi qu'un gain après les impôts de 14 millions de dollars réalisé à la vente de terrains. Le résultat net en 2006 comprenait un montant de 95 millions de dollars de rajustements favorables d'impôts, un règlement après les impôts de 18 millions de dollars conclu dans le cadre de la faillite de Mirant, et un gain après les impôts de 13 millions de dollars à la vente de la participation de commandité de TCPL dans Northern Border Partners, L.P. En 2005, le résultat net de 1 208 millions de dollars comprenait des gains après les impôts de 193 millions de dollars réalisés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), de 115 millions de dollars réalisés à la vente de la participation de la société dans P.T. Paiton Energy Company (Paiton Energy), de 49 millions de dollars réalisés à la vente de parts de Pipelines LP, et de 13 millions de dollars découlant du rajustement du règlement lié au résultat de 2004 du réseau principal au Canada.

À l'exclusion des éléments mentionnés ci-dessus, le résultat comparable pour les exercices 2007, 2006 et 2005 a été respectivement de 1 094 millions de dollars, 923 millions de dollars et 838 millions de dollars. En 2007, le résultat comparable s'est accru de 171 millions de dollars par rapport à 2006, surtout en raison de la progression du résultat compte tenu de l'acquisition d'ANR en février 2007, du résultat sur un premier exercice complet pour la centrale de cogénération de Bécancour et l'installation de stockage de gaz d'Edson ainsi que de l'incidence positive des règlements tarifaires pour le réseau GTN ainsi que pour le réseau principal au Canada. Ces augmentations ont été partiellement neutralisées par un apport moindre de Bruce Power A L.P. (Bruce A) et de Bruce Power L.P. (Bruce B) (collectivement, Bruce Power), en 2007.

De 2005 à 2006, le résultat comparable avait augmenté de 85 millions de dollars. L'augmentation avait surtout été le résultat d'un accroissement important du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est ainsi que de la participation de la société dans Bruce Power. La hausse du bénéfice d'exploitation a été neutralisée en partie par la régression des résultats de l'entreprise de pipelines puisque le résultat net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta a régressé en raison de l'érosion du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne approuvés en 2006 comparativement à 2005. En outre, les entreprises des autres pipelines de la société, de même que le réseau GTN et North Baja (collectivement, GTN), avaient vu leur résultat régresser en 2006.

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. 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 décisions des organismes de réglementation et processus réglementaires, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans le secteur des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés des capitaux, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques, ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) des États-Unis. 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 pas 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 », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies dans les PCGR. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TCPL a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être en mesure de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer l'exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de TCPL, sur sa situation de trésorerie, et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le résultat comparable comprend le résultat net rajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants mais ne sont pas représentatifs des activités de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, et la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et rajustements d'impôts sur les bénéficiaires, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice et des règlements conclus avec d'anciens clients dans le cadre de faillites. Le tableau figurant sous la rubrique « Aperçu des résultats sectoriels » du présent rapport de gestion présente le rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net.

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

Le bénéfice d'exploitation est déclaré par l'entreprise d'énergie. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Un rapprochement du bénéfice d'exploitation et du résultat net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent rapport de gestion.

PERSPECTIVES

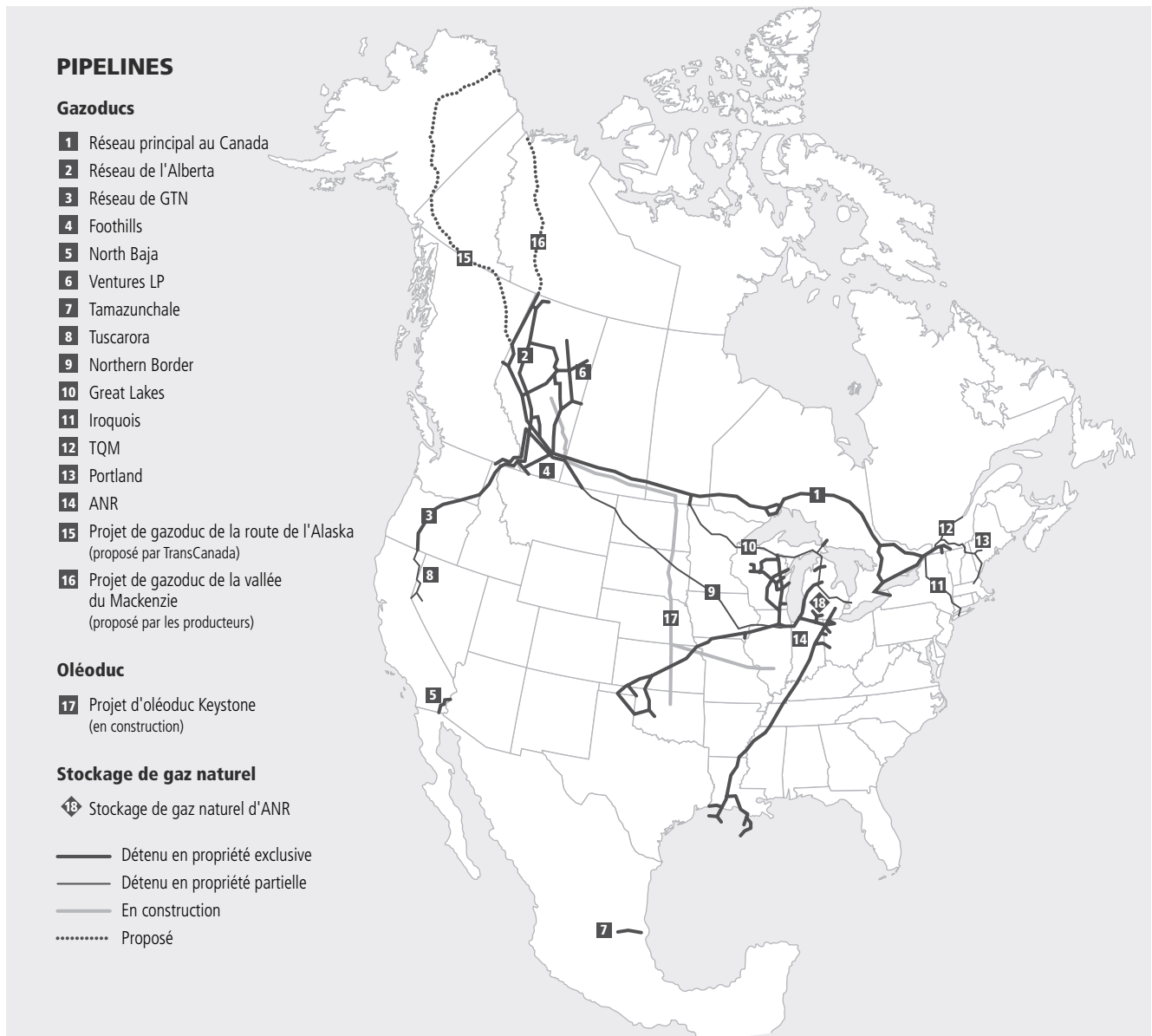
Alliés à un bilan solide, le résultat net et les flux de trésorerie de la société devraient permettre à TCPL, en 2008 et au-delà, de mener à bien son programme d'immobilisations en cours et de continuer de jouir de la souplesse financière nécessaire pour s'intéresser à de nouvelles possibilités et créer une valeur supplémentaire à long terme au profit de son actionnaire.

TCPL estime que la diligence et la discipline sont d'importants éléments de sa stratégie de croissance à long terme pour ses entreprises de pipelines et d'énergie. La société poursuivra, en 2008, la mise en œuvre et le déploiement 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.

Un certain nombre de facteurs de risque et de développements peuvent avoir des incidences positives ou négatives sur les résultats de la société en 2008, ainsi qu'il est question dans le présent rapport de gestion, notamment sous la rubrique « Informations prospectives ». Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Pipelines – Perspectives » et « Siège social – Perspectives » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les perspectives.

APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS**Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires***Exercices terminés les 31 décembre**(en millions de dollars, sauf les montants par action)*

	2007	2006	2005
Pipelines			
Résultat comparable	686	529	617
Postes particuliers :			
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	–	18	–
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	13	–
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	–	–	49
Décision de l'ONÉ au sujet du réseau principal au Canada en 2004	–	–	13
Résultat net	686	560	679
Énergie			
Résultat comparable	466	429	258
Postes particuliers :			
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	34	23	–
Gain à la vente de terrains	14	–	–
Gain à la vente de parts de S.E.C. Électricité	–	–	193
Gain à la vente de Paiton Energy	–	–	115
Résultat net	514	452	566
Siège social			
Charges comparables	(58)	(35)	(37)
Poste particulier :			
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	68	72	–
Résultat net	10	37	(37)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires			
Activités poursuivies ⁽¹⁾	1 210	1 049	1 208
Activités abandonnées	–	28	–
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	1 210	1 077	1 208
Résultat comparable⁽¹⁾	1 904	923	838
Bénéfice net par action ordinaire			
Activités poursuivies	2,28 \$	2,17 \$	2,50 \$
Activités abandonnées	–	0,06	–
De base	2,28 \$	2,23 \$	2,50 \$
⁽¹⁾ Résultat comparable	1 094	923	838
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :			
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	102	95	–
Gain à la vente de terrains	14	–	–
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	–	18	–
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	13	–
Gain à la vente de parts dans S.E.C. Électricité	–	–	193
Gain à la vente de Paiton Energy	–	–	115
Gain à la vente de parts dans PipeLines LP	–	–	49
Décision de l'ONÉ au sujet du réseau principal au Canada en 2004	–	–	13
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 210	1 049	1 208



RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA Détenu à 100 % par TCPL, le réseau principal au Canada est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 14 957 km, 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 Détenu à 100 % par TCPL, le réseau de l'Alberta est un réseau de transport de gaz naturel de 23 570 km en Alberta. Ce réseau de transport, l'un des plus importants en Amérique du Nord, permet la collecte de gaz pour consommation dans la province et l'achemine jusqu'à divers points frontaliers, où il est raccordé au réseau principal au Canada de la société, aux gazoducs de Foothills et à des gazoducs appartenant à d'autres sociétés.

ANR Détenu à 100 % par TCPL, le réseau de transport de gaz naturel d'ANR de 17 000 km rayonne à partir de gisements en exploitation principalement situés au Texas ainsi qu'en Oklahoma dans sa partie sud-ouest et dans le golfe du Mexique et en Louisiane pour son tronçon du sud-est. Il s'étend jusqu'à des marchés qui sont situés en majeure partie au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Ohio et en Indiana. De plus, le gazoduc d'ANR est relié à d'autres gazoducs de manière à élargir l'accès à diverses sources d'approvisionnement en Amérique du Nord, y compris l'Ouest canadien et le bassin des Rocheuses, de même qu'à divers marchés du Midwest américain et du Nord-Est des États-Unis. Par ailleurs, ANR détient et exploite des installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan, dont la capacité totale s'élève à près de 235 Gpi³.

RÉSEAU GTN Détenu à 100 % par TCPL, le réseau GTN est un gazoduc de 2 174 km qui relie Foothills au réseau de transport de gaz Pacific Gas and Electric Company en Californie, au pipeline Northwest de Williams, dans l'État de Washington et en Oregon, ainsi qu'à Tuscarora.

FOOTHILLS Détenu à 100 % par TCPL, le réseau de Foothills de 1 241 km 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. Le 1^{er} avril 2007, le réseau de la Colombie-Britannique de TCPL a été intégré à Foothills.

NORTH BAJA Détenu par TCPL à 100 %, le réseau de gazoducs North Baja s'étend sur 129 km, depuis Ehrenberg, dans le sud-ouest de l'Arizona jusqu'à un point situé près d'Ogilby, en Californie, à la frontière avec le Mexique, où il est raccordé au réseau de gazoducs de Gasoducto Bajanorte.

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, est raccordé au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba, et dessert des marchés du centre du Canada et du Midwest américain. TCPL détient directement une participation effective de 68,5 % dans Great Lakes par le truchement de sa participation directe de 53,6 % et de sa participation indirecte de 32,1 % dans PipeLines LP.

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 dessert le Midwest américain depuis un point de raccordement à Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. Par le truchement de sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 16,1 % dans Northern Border, qu'elle exploite.

TUSCARORA Détenu à 100 % par PipeLines LP, Tuscarora est un réseau pipelinier de 491 km qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec le réseau 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 32,1 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation de 32,1 % dans Tuscarora, qu'elle exploite.

IROQUOIS Détenu à 44,5 % par TCPL, le réseau de gazoducs Iroquois de 666 km 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.

TRANSGAS TCPL détient une participation de 46,5 % dans TransGas, un réseau de transport de gaz naturel de 344 km qui s'étend de Mariquita, dans la région centrale de la Colombie, jusqu'à Cali, dans le sud-ouest de ce pays.

PORTLAND Détenu à 61,7 % par TCPL, le pipeline de Portland, d'une longueur de 474 km, 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.

VENTURES LP Détenu à 100 % par TCPL, le réseau Ventures LP regroupe un pipeline de 121 km et des installations connexes qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, ainsi qu'un pipeline de 27 km qui approvisionne en gaz un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.

TAMAZUNCHALE Détenu à 100 % par TCPL, Tamazunchale est un gazoduc d'une longueur de 130 km dans le centre-est du Mexique et ayant son point de départ aux installations de Pemex Gas près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à une centrale près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi. Ce pipeline est entré en service le 1^{er} décembre 2006.

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

GAS PACIFICO/INNERGY Détenu à 30 % par TCPL, Gas Pacifico est un réseau de transport de gaz naturel de 540 km 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, au Chili, qui assure la commercialisation du gaz naturel véhiculé par Gas Pacifico.

KEYSTONE Détenu à 50 % par TCPL, Keystone est un oléoduc en construction d'une longueur de 3 456 km qui transportera 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.

PIPELINES – POINTS SAILLANTS

Résultat net

- Dans l'entreprise de pipelines, le résultat net a progressé de 126 millions de dollars pour passer de 560 millions de dollars en 2006 à 686 millions de dollars en 2007, surtout en raison des acquisitions d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes, de la hausse du résultat découlant des règlements tarifaires intervenus pour le réseau principal au Canada et le réseau GTN, ainsi que d'un accroissement de la participation dans PipeLines LP.

Expansion des actifs

- TCPL a donné de l'ampleur à ses gazoducs et ses activités de stockage de gaz naturel en Amérique du Nord avec les acquisitions d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes au coût de 3,4 milliards de dollars US en 2007.
- Au 31 décembre 2007, TCPL avait conclu un nombre suffisant de contrats à long terme pour soutenir la construction de l'oléoduc Keystone, au coût de 5,2 milliards de dollars US, y compris un prolongement jusqu'à Cushing, en Oklahoma dans lequel elle détient une participation de 50 %.
- Vers la fin de 2007, TCPL a déposé une demande auprès de l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta en vue de l'approbation d'une expansion accrue de son réseau dans cette province en y greffant un nouveau gazoduc sur 300 km au coût en capital estimatif total de 983 millions de dollars.
- En 2007, TCPL a obtenu de l'EUB l'approbation de construire quatre nouvelles installations de transport de gaz naturel afin de répondre aux exigences de livraison ferme, à l'intérieur des frontières albertaines, découlant de contrats signés par des sociétés mettant en valeur les sables bitumineux dans la région de Fort McMurray, en Alberta. Le coût en capital prévu pour l'ensemble des quatre pipelines, d'une longueur totale de 150 km, et des installations de compression, d'une capacité de 15 MW, est de 367 millions de dollars.

Réseau principal au Canada

- L'Office national de l'énergie (ONÉ) a approuvé un règlement tarifaire quinquennal négocié à l'égard du réseau principal au Canada qui prévoit notamment un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 % ainsi que certains accords incitatifs, lesquels visent la réalisation d'économies et sont axés sur le rendement, en plus d'être fondés sur les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Réseau de l'Alberta

- En 2007, le réseau de l'Alberta a été exploité selon les termes du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de 2005-2007 et, à l'heure actuelle, un autre règlement est en cours de négociation avec les parties prenantes pour 2008.

Réseau GTN

- En janvier 2008, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) a approuvé le règlement non contesté du dossier tarifaire du réseau GTN. Dans ce contexte, les tarifs du réseau GTN ont augmenté d'environ 27 % le 1^{er} janvier 2007.

Foothills

- Après en avoir obtenu l'approbation de l'ONÉ, le réseau de la Colombie-Britannique a été intégré à Foothills le 1^{er} avril 2007.

Autres pipelines

- En février 2007, TCPL a fait l'acquisition de quelque huit millions de parts de PipeLines LP, portant ainsi la participation de la société à 32,1 %. Compte tenu de sa participation accrue dans PipeLines LP, TCPL a fait passer son taux de participation effective dans Great Lakes à 68,5 %.

APERÇU DES RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE DE PIPELINES*Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)*

	2007	2006	2005
Pipelines détenus en propriété exclusive			
Réseau principal au Canada	273	239	270
Réseau de l'Alberta	138	136	150
ANR ⁽¹⁾	104		
GTN	58	46	71
Foothills ⁽²⁾	26	27	27
	599	448	518
Autres pipelines			
Great Lakes ⁽³⁾	47	44	46
PipeLines LP ⁽⁴⁾	18	4	9
Iroquois	15	15	17
TransGas	15	11	11
Portland	11	13	11
Ventures LP	11	12	12
Tamazunchale ⁽⁵⁾	10	2	
TQM	6	7	7
Gas Pacifico/INNERGY ⁽⁶⁾	3	8	6
Northern Development	(7)	(5)	(4)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(42)	(30)	(16)
	87	81	99
Résultat comparable ⁽⁷⁾	686	529	617
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	–	18	–
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	13	–
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	–	–	49
Décision de l'ONÉ au sujet du réseau principal au Canada en 2004	–	–	13
Résultat net	686	560	679

⁽¹⁾ ANR a été acquise le 22 février 2007.

⁽²⁾ Les résultats de Foothills tiennent compte de l'exploitation réunie du réseau de la Colombie-Britannique et de Foothills.

⁽³⁾ Les résultats de Great Lakes rendent compte de la participation de 53,6 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 et de 50 % avant cette date.

⁽⁴⁾ Les résultats de PipeLines LP comprennent une participation de 46,4 % dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 ainsi que des participations supplémentaires de 20 % dans Northern Border depuis le 6 avril 2006 et de 49 % dans Tuscarora depuis le 19 décembre 2006. Les résultats de PipeLines LP reflètent en outre la participation de 32,1 % de TCPL depuis le 22 février 2007.

⁽⁵⁾ Les résultats de Tamazunchale portent sur les activités menées depuis le 1^{er} décembre 2006.

⁽⁶⁾ INNERGY Holdings S.A.

⁽⁷⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le résultat comparable.

Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est établi à 686 millions de dollars en 2007, comparativement à 560 millions de dollars en 2006 et 679 millions de dollars en 2005. Le résultat net de 2006 comprenait un règlement de 18 millions de dollars conclu dans le cadre de la faillite de Mirant et un gain de 13 millions de dollars à la vente de la participation de commandité que détenait TCPL dans Northern Border Partners, L.P. En 2005, le résultat net comprenait un gain de 49 millions de dollars à la vente de parts dans Pipelines LP. Le résultat net en 2005 tenait compte également d'un rajustement favorable de 13 millions de dollars pour 2004 attribuable à la décision rendue par l'ONÉ en 2005 de faire passer le ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 33 % à 36 % conformément à la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada.

Le résultat comparable de l'entreprise de pipelines s'est chiffré à 686 millions de dollars en 2007, en hausse de 157 millions de dollars sur le chiffre de 529 millions de dollars inscrit en 2006. Cette hausse est surtout attribuable aux acquisitions d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes, de la hausse du résultat découlant des règlements tarifaires intervenus pour le réseau principal au Canada et le réseau GTN, ainsi que d'un accroissement de la participation dans Pipelines LP.

De 2005 à 2006, le résultat comparable avait régressé de 88 millions de dollars, passant de 617 millions de dollars à 529 millions de dollars. Cette diminution était surtout le fait d'une baisse du résultat net du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta, de GTN et des autres pipelines.

PIPELINES – ANALYSE FINANCIÈRE

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ. Celui-ci établit les droits qui permettent à TCPL de récupérer les 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 leur construction. Le résultat net du réseau principal au Canada varie en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, au taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, au ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé, et aux revenus incitatifs éventuels.

En février 2007, TCPL a conclu un règlement tarifaire quinquennal pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011 à l'égard du réseau principal au Canada. En mai 2007, l'ONÉ a approuvé la demande de règlement de TCPL telle qu'elle a été déposée, y compris la demande à l'effet que les droits provisoires soient rendus définitifs pour 2007.

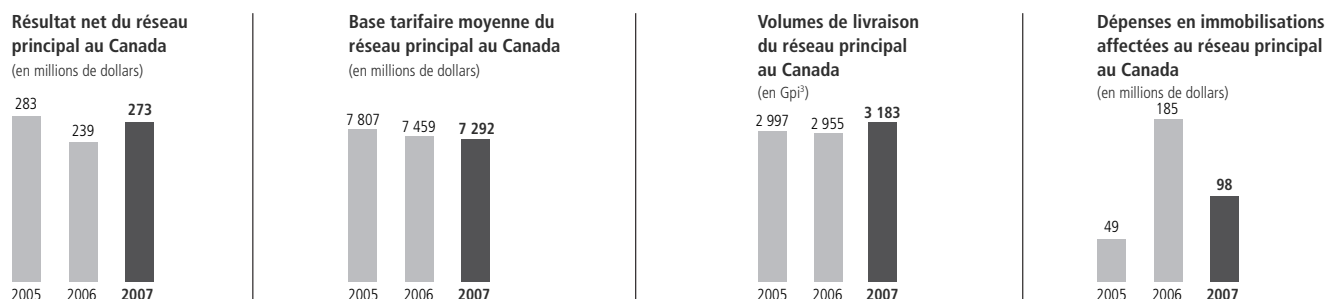
Dans le cadre du règlement, il a été convenu que le coût du capital rendrait compte d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires tel qu'il a été établi d'après la formule de l'ONÉ pour le calcul du rendement, en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé ayant passé de 36 % à 40 %. Le reste de la structure des capitaux se compose de titres de créance à court et à long terme à la suite du rachat convenu des titres privilégiés 8,25 % de 460 millions de dollars US qui étaient inclus dans la structure du capital du réseau principal au Canada.

Le règlement a également défini certains éléments des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chacune des années visées. L'écart entre les coûts convenus et leur montant réel sera imputable à TCPL de 2007 à 2009, puis sera divisé à parts égales entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement qui profiteront à la fois à TCPL et à ses clients.

En 2007, le résultat net de 273 millions de dollars a été supérieur de 34 millions de dollars à celui de 239 millions de dollars en 2006. La hausse découle en majeure partie de l'incidence positive de l'augmentation du ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé prévu dans le règlement, des incitatifs axés sur le rendement et des économies de coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le tout partiellement neutralisé par une baisse du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé d'après la formule de l'ONÉ, qui a reculé à 8,46 % en 2007 (8,88 % en 2006), et par une régression de la base tarifaire moyenne.

Le résultat comparable en 2006 attribuable au réseau principal au Canada était de 239 millions de dollars, soit une diminution de 31 millions de dollars par rapport à 2005. Le recul s'expliquait principalement par l'effet cumulé de la diminution du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé et du recul de la base tarifaire moyenne en 2006 par rapport à 2005. Le résultat comparable en 2005 ne tenait pas compte d'un rajustement favorable de 13 millions de dollars à la suite d'une décision rendue par l'ONÉ relativement à l'exercice

2004. TCPL a conclu un règlement tarifaire avec ses clients et les autres parties intéressées qui prévoyait un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, autorisé par l'ONÉ, de 8,88 % pour 2006. Ce taux a été établi en fonction de la formule de rajustement du rendement de l'ONÉ, en fonction d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 36 %. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé par l'ONÉ en 2005 était de 9,46 %.



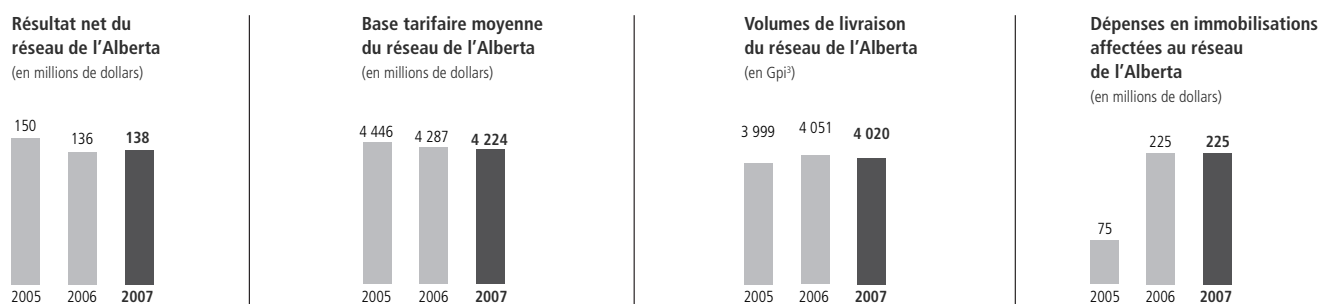
Réseau de l'Alberta

Le 1^{er} janvier 2008, dans le cadre d'une réorganisation, l'EUB a été scindé pour devenir l'Energy Resources Conservation Board et l'Alberta Utilities Commission (AUC). L'AUC assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations, ainsi que des modalités et des conditions de service, notamment les tarifs, pour le réseau de l'Alberta, principalement en vertu des dispositions des lois intitulées *Gas Utilities Act* et *Pipeline Act*.

Depuis trois ans, le réseau de l'Alberta est exploité selon les termes du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de 2005-2007. Le règlement porte sur tous les éléments du réseau de l'Alberta, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, l'amortissement, les impôts sur les bénéfices et les taxes municipales. Dans cette optique, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été fixés à 207 millions de dollars en 2007, à 201 millions de dollars en 2006, et à 193 millions de dollars en 2005. Pour une année donnée, toute variation entre les coûts réels à l'égard des éléments précités et différents coûts fixes, d'une part, et, d'autre part, ceux convenus dans le règlement, était imputable à TCPL. Dans la majorité des cas, les divers autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits de 2005, 2006 et 2007 sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice.

En 2007, le résultat net du réseau de l'Alberta, de 138 millions de dollars, était supérieur de 2 millions de dollars à celui de 2006. Cette hausse s'explique avant tout par les économies réalisées au chapitre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, partiellement neutralisées par la régression du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé et de la base tarifaire en 2007. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé et prescrit par l'EUB se situait à 8,51 % en 2007 et à 8,93 % en 2006, sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 35 %.

En 2006, le résultat net, de 136 millions de dollars, avait été inférieur de 14 millions de dollars à celui de 2005. Ce recul s'expliquait avant tout par la régression de la base tarifaire ainsi que du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé en 2006. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé et prescrit par l'EUB était de 9,50 % en 2005, sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 35 %.



ANR

TCPL a réalisé l'acquisition d'ANR le 22 février 2007 et elle inclut son résultat net depuis cette même date. Les activités d'ANR sont principalement réglementées par la FERC. 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 aux États-Unis et au Canada. La capacité de pointe quotidienne du réseau de transport est de 6,8 Gpi³/j. De plus ANR possède et exploite, au Michigan, de nombreuses installations souterraines de stockage de gaz naturel. Les services réglementés 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 de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Pipeline ont été établis conformément à un règlement approuvé au titre d'une ordonnance de la FERC émise en février 1998. Ils sont entrés en vigueur le 1^{er} novembre 1997. Les tarifs d'ANR Storage Company avaient été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en avril 1990. Ils sont entrés en vigueur le 1^{er} juin 1990. 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 tenue de ne pas en présenter. Les produits d'ANR sont principalement tirés de services de transport interétatique, de stockage et de collecte de gaz naturel, et de services connexes. Compte tenu de la nature saisonnière de l'entreprise, les volumes, les produits et le résultat net d'ANR sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver. De la date d'acquisition par TCPL le 22 février 2007 et jusqu'au 31 décembre 2007, le résultat net d'ANR a été de 104 millions de dollars, ce qui cadre avec les attentes de la société.

GTN

GTN est assujettie à la réglementation de la FERC. Ses deux réseaux, soit le réseau GTN et North Baja, sont assujettis 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, les réseaux ont le droit d'accorder des remises ou de négocier. Le 31 octobre 2007, le réseau GTN a déposé un document de stipulation auprès de la FERC qui comprend un règlement non contesté à l'égard de tous les aspects de son dossier tarifaire général de 2006. Les tarifs prévus au règlement sont entrés en vigueur de façon provisoire le 1^{er} novembre 2007, en conformité avec l'ordonnance de la FERC en date du 16 novembre 2007. La FERC a approuvé le règlement le 7 janvier 2008, les tarifs qui y étaient prévus s'appliquant le 1^{er} janvier 2007. Les résultats financiers de GTN en 2007 rendent compte des modalités du règlement. Le résultat net de GTN est soumis à l'incidence des variations des volumes contractuels, des volumes livrés et des montants facturés pour divers types de services fournis, ainsi que des variations des coûts de prestation des services.

Le résultat comparable de GTN a progressé de 12 millions de dollars en 2007 comparativement à 2006, ce qui est principalement attribuable à l'incidence positive du règlement tarifaire, en partie neutralisée par le recul des volumes garantis sous contrat à long terme et par le fléchissement du dollar américain en 2007. Par ailleurs, le résultat comparable de 2007 a subi le contrecoup de l'augmentation de la provision constituée en 2007 pour le défaut de paiement de produits contractuels d'une filiale de Calpine Corporation (Calpine) qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite.

En 2006, le résultat net s'était établi à 46 millions de dollars, soit 25 millions de dollars de moins qu'en 2005. Cette diminution découlait surtout du recul des produits tirés du transport, de la hausse des frais d'exploitation, de l'incidence du fléchissement du dollar américain, et d'une provision pour le défaut de paiement de produits contractuels de la part d'une filiale de Calpine.

Autres pipelines

Les autres pipelines regroupent les participations directes et indirectes de TCPL dans divers gazoducs ainsi que ses activités de mise en valeur de projets liés à des possibilités de transport de gaz naturel ou de pétrole à l'échelle du continent.

En 2007, le résultat comparable des autres pipelines de TCPL s'est chiffré à 87 millions de dollars, alors qu'il avait été de 81 millions de dollars en 2006. L'accroissement provient surtout de la hausse du résultat de PipeLines LP qui a bénéficié des participations accrues de TCPL dans PipeLines LP et Great Lakes et du relèvement du résultat du pipeline Tamazunchale, qui a été en exploitation pendant un exercice complet en 2007. Ces hausses ont été en partie annulées par l'accroissement des coûts d'aménagement de projets et des frais de soutien dans le contexte de la croissance de l'entreprise de pipelines, par le fléchissement du dollar américain en 2007 et par le règlement dans le cadre d'une faillite reçu par Portland en 2006.

Le résultat comparable des autres pipelines de 81 millions de dollars en 2006 était inférieur de 18 millions de dollars à celui de 2005. Ce recul était principalement attribuable à la hausse des coûts d'élaboration de projets et des frais de soutien connexes, compte tenu de la croissance de l'entreprise de pipelines, à la moindre participation dans PipeLines LP, aux répercussions du fléchissement du dollar américain, et aux règlements dans le cadre d'une faillite qui avaient été reçus par Iroquois en 2005, le tout annulé en partie par la progression du résultat net de Portland en raison du règlement dans le cadre d'une faillite reçu en 2006.

PIPELINES – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Keystone

Keystone est un oléoduc qui devrait s'étendre sur 3 456 km et être en mesure de transporter 590 000 b/j de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés du Midwest américain à partir de Wood River et de Patoka, en Illinois, ainsi que de Cushing, en Oklahoma. La société a déjà conclu des contrats à long terme pour un total de 495 000 b/j sur une durée moyenne de 18 ans. Les premières livraisons à Patoka sont prévues vers la fin de 2009.

En 2007, TCPL et Keystone Canada ont obtenu l'approbation réglementaire de l'ONÉ en vue du transfert à Keystone Canada d'une partie des installations de transport de gaz naturel sur le réseau principal au Canada détenues par TCPL ainsi que de la construction et de l'exploitation de nouveaux oléoducs au Canada. En novembre 2007, Keystone Canada a déposé une demande auprès de l'ONÉ pour l'ajout de nouvelles installations de pompage pour tenir compte de l'accroissement de la portée et de l'étendue du projet. L'audience de vive voix de l'ONÉ devrait commencer en avril 2008.

Keystone U.S. a reçu du Département d'État des États-Unis en janvier 2008 l'énoncé des incidences environnementales (EIE) définitif au sujet de la construction du pipeline de Keystone U.S. et de son prolongement jusqu'à Cushing. L'EIE définitif précisait que les incidences environnementales négatives du pipeline seraient limitées. Un énoncé définitif est requis dans le cadre du processus de demande d'un permis présidentiel autorisant la construction et l'exploitation d'installations de part et d'autre de la frontière canado-américaine. Le permis présidentiel devrait être accordé en mars 2008.

En décembre 2007, ConocoPhillips a acquis une participation de 50 % dans Keystone en contrepartie d'un apport de 207 millions de dollars. Il incombera à des sociétés affiliées de TCPL de construire et d'exploiter Keystone, dont le coût en capital prévu est d'environ 5,2 milliards de dollars US.

Réseau principal au Canada

En juillet 2007, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL visant l'ajout d'un nouveau point de réception de GNL à Gros-Cacouna, au Québec, ainsi que sa demande que les droits de service à partir de ce point soient calculés selon la méthode des droits intégraux. La date de prise d'effet des approbations précitées coïncidera avec la date à laquelle les installations devant être reliées au point de réception de Gros-Cacouna seront mises en service.

Le 29 novembre 2007, l'ONÉ a annoncé que, conformément à sa formule, le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé pour 2008 à l'égard des gazoducs assujettis à sa réglementation, notamment le réseau principal au Canada, passera à 8,71 %, alors qu'il était de 8,46 % en 2007.

Réseau de l'Alberta

En juillet 2007, TCPL a été autorisée par l'EUB à entreprendre des négociations au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta dans le but de conclure un accord à ce sujet dont la durée pourrait aller jusqu'à trois ans à partir du 1^{er} janvier 2008. Les négociations avec les parties prenantes en vue d'un tel règlement continuent de progresser. TCPL est tenue de déposer sa demande tarifaire générale de 2008 ou un règlement pendant le premier trimestre de 2008.

Le 30 novembre 2007, l'EUB a décrété quel serait le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé et définitif pour 2008 à l'égard du réseau de l'Alberta. Ce taux passera à 8,75 %, alors qu'il était de 8,51 % en 2007.

En 2007, TCPL a obtenu de l'EUB l'approbation de construire quatre nouvelles installations de transport de gaz naturel afin de répondre aux exigences de livraison ferme, à l'intérieur des frontières albertaines, découlant de contrats signés par des sociétés mettant en valeur les sables bitumineux dans la région de Fort McMurray, en Alberta. Le coût en

capital prévu pour l'ensemble des quatre pipelines, d'une longueur totale de 150 km, et des installations de compression, d'une capacité de 15 MW, est de 367 millions de dollars.

En novembre 2007, TCPL a déposé une demande auprès de l'EUB en vue de l'obtention d'un permis de construction pour l'expansion du couloir centre-nord, prévoyant l'intégration de gazoducs sur une distance de 300 km et d'installations connexes à même le tronçon nord du réseau de l'Alberta. Ce couloir, s'il est approuvé, reliera le tronçon nord-ouest du réseau de l'Alberta au tronçon nord-est du réseau. Le coût en capital estimatif de cette expansion est de 983 millions de dollars. Le projet devrait être mené à terme en deux étapes, la première commençant vers la fin de 2008 avec le 1^{er} avril 2009 comme date d'entrée en service, alors que la date d'entrée en service de la seconde étape devrait être le 1^{er} avril 2010.

ANR

Au 31 décembre 2007, ANR avait à toutes fins utiles réalisé un projet augmentant la capacité de stockage de gaz naturel proposée, la faisant passer à 13 Gpi³, dont une tranche de 10 Gpi³ servait auparavant à l'exploitation du réseau. Des travaux de construction ont été entrepris dans le cadre d'un deuxième projet d'élargissement de la capacité de stockage d'ANR qui devraient permettre d'ajouter 14 Gpi³ à cette capacité en 2008.

ANR envisage la possibilité d'un nouveau projet d'élargissement de sa capacité de stockage qui, de concert avec l'intégration d'autres actifs pipeliniers du réseau de gazoducs de TCPL, aurait pour but de permettre aux clients d'avoir accès à un stockage accru et à de nouveaux marchés. En outre, ANR cherche à profiter d'éventuels ajouts de sources d'approvisionnement dans les parties sud-ouest et sud-est de son réseau. Au début de 2008, les approvisionnements du tronçon sud-ouest se sont accrus au moment du raccord avec le gazoduc Rockies Express, entré en service en janvier 2008. Pour le tronçon sud-est, les nouvelles sources d'approvisionnement pourraient prendre la forme d'ajouts de GNL, de gaz de schiste provenant du centre du continent, et d'un raccord éventuel avec le gazoduc Rockies Express.

GTN

En août 2007, Gas Transmission Northwest Corporation (GTNC), filiale en propriété exclusive de TCPL, et Northwest Natural Gas Company (NW Natural) ont formé une coentreprise à parts égales, soit Palomar Gas Transmission LLC (Palomar), en vue d'aménager un gazoduc de 354 km (220 milles) visant à desservir les marchés de l'Oregon ainsi que des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique et de l'Ouest américain. Le pipeline Palomar proposé relierait le réseau GTN existant de TCPL, au centre de l'Oregon, au réseau de distribution de NW Natural en un point de ce même État près de Molalla. Il pourrait en outre être prolongé jusqu'à un pipeline proposé près de Wauna, également en Oregon. Le pipeline Palomar en est aux premières étapes du processus d'obtention des permis requis auprès de la FERC.

North Baja

North Baja a obtenu, en octobre 2007, un certificat d'expansion de la FERC l'autorisant à apporter certaines modifications qui lui permettraient d'importer du gaz naturel à partir du terminal de GNL de Costa Azul, dans le nord-ouest du Mexique, dont la construction sera bientôt terminée. Le gaz importé serait destiné à des marchés de la Californie et du sud-ouest des États-Unis. Le certificat de la FERC autorise une expansion par étapes de North Baja. La première étape de cette expansion comprend des modifications au réseau visant à permettre l'écoulement bidirectionnel du gaz naturel et à ajouter une canalisation latérale pour raccord avec un pipeline de Southern California Gas Co. près de Blythe, en Californie. La première phase donnera à North Baja la possibilité d'importer quelque 600 millions de pieds cubes par jour (Mpi³/j) de gaz naturel du Mexique.

Foothills

Le réseau de la Colombie-Britannique de TCPL a été intégré à Foothills en 2007. Au cours du premier trimestre de 2007, l'ONÉ a approuvé le transfert d'actifs et les droits révisés définitifs pour 2007. Foothills continuera d'être réglementée uniquement dans le contexte de plaintes pouvant être portées.

Tamazunchale

Le gazoduc Tamazunchale de la société, au Mexique, est conçu pour transporter initialement des volumes de l'ordre de 170 Mpi³/j. La capacité du pipeline devrait normalement être portée à environ 430 Mpi³/j pour répondre aux besoins de deux autres centrales dont la construction est envisagée à proximité de Tamazunchale. Le calendrier d'expansion dépendra des besoins de la Comisión Federal de Electricidad en matière de centrales.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie

Le GVM est un gazoduc proposé de 1 200 km 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, où il serait 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. À cet égard, au 31 décembre 2007, TCPL avait versé des avances cumulatives de 137 millions de dollars, montant qui est compris dans les autres actifs. 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 subséquemment 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. Par conséquent, la capacité de TCPL de recouvrer son placement dépend de la réalisation du projet.

Selon les modalités de certains accords de GVM, TCPL a la possibilité d'acquérir une participation dans le gazoduc, à concurrence de 5 %, dès le moment où la mise en chantier est décidée. 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 elle-même atteint une participation égale à un tiers, les autres propriétaires du gazoduc et l'APG se partageant le reste.

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 le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal. Le calendrier de réalisation du projet est incertain et il dépend de la résolution de questions réglementaires et fiscales.

Projet de gazoduc de l'Alaska

En 2007, TCPL a poursuivi les pourparlers avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska et avec l'État de l'Alaska afin de faire progresser le projet de gazoduc de l'Alaska proposé. En novembre 2007, TCPL a déposé une demande de permis de construction pour le projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de la loi *Alaska Gasline Inducement Act* (AGIA). Le 4 janvier 2008, l'État de l'Alaska a annoncé que TCPL avait déposé une demande en bonne et due forme en vertu de l'AGIA et que l'étape suivante était celle des audiences publiques. Aucun autre demandeur ne répond à toutes les exigences prévues en vertu de l'AGIA. Si la demande était approuvée par le gouvernement de l'Alaska et la législature de l'État, TCPL pourrait, en vertu de l'AGIA, obtenir le permis requis d'ici le milieu de 2008. Par la suite, TCPL effectuera un appel de soumissions en vue de l'obtention d'engagements de transport de la part d'expéditeurs.

Foothills détient le droit prioritaire de construire, de posséder et d'exploiter le premier gazoduc acheminant le gaz de l'Alaska en passant par le territoire canadien. Ce droit lui a été conféré en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord du Canada* (LPN) à la suite d'une longue audience par appel d'offres de l'ONÉ, vers la fin des années 1970, qui a donné lieu à une décision favorable à Foothills. La LPN préconise un régime de réglementation intégré réservé exclusivement à Foothills. Cette dernière y a fait appel pour construire en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan les installations qui constituent un tronçon préalable dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska, de même que pour aménager cinq prolongements à ce tronçon, le dernier en 1998. D'autres travaux d'aménagement du gazoduc de l'Alaska aux termes de la LPN devraient assurer la mise en service du projet dans les meilleurs délais.

PIPELINES – RISQUES D'ENTREPRISE

Approvisionnement, marchés et concurrence

Les réseaux 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, ainsi qu'aux marchés desservis par TCPL. En outre, les contrats de transport garanti à long terme qui continuent d'arriver à échéance ont entraîné des réductions marquées de la capacité garantie sous contrat à long terme qui tend à être supplantée par une capacité garantie à court terme sur le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, Foothills et le réseau GTN.

Le BSOC constitue la principale source d'approvisionnement en gaz naturel de TCPL. Selon les données de décembre 2006, les réserves gazières découvertes du BSOC sont évaluées à quelque 57 billions de pieds cubes. Au rythme de production actuel, le ratio de ces réserves par rapport à la production est d'environ neuf ans. Par le passé, des réserves

supplémentaires suffisantes étaient continuellement découvertes et elles contribuaient à maintenir le ratio des réserves par rapport à la production autour de neuf ans. Cependant, compte tenu d'une diminution constante de l'intensité des travaux de forage dans le BSOC, il est prévu que les approvisionnements gaziers régresseront. Cette diminution est le résultat du recul des prix, de la hausse des coûts d'approvisionnement, notamment des redevances, et du raffermissement du dollar canadien. 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 des gazoducs que TCPL détient partiellement ou en propriété exclusive 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 dans la région des sables bitumineux et pour 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'activité intense profite surtout aux forages classiques en profondeur dans l'ouest de l'Alberta et la région des contreforts de la Colombie-Britannique, ainsi qu'à la mise en valeur du méthane de houille dans le centre de l'Alberta. Le réseau de l'Alberta a fait face et continuera de faire face à la concurrence croissante d'autres gazoducs. Une question qui prend de plus en plus de place au chapitre de la concurrence pour le réseau de l'Alberta est la présence de liquides de gaz naturel (LGN) dans le gaz naturel transporté par le réseau pipelinier, et l'accès à ces liquides. En 2007, l'EUB a entrepris des audiences en rapport avec les questions d'extraction de LGN. Les conclusions alors tirées pourraient avoir des répercussions sur la concurrence exercée par les gazoducs réglementés en Alberta.

Par le passé, le réseau de gazoducs de TCPL dans l'Est était approvisionné par du gaz acheminé sur de longues distances à partir du BSOC, ou encore transporté sur de courtes distances en provenance des réservoirs de stockage ou des pipelines d'interconnexion dans le sud-ouest de l'Ontario. Pour le réseau principal au Canada, force est de constater, depuis quelques années, des réductions dans les volumes transportés sur de longues distances, lesquelles ont été partiellement neutralisées par des augmentations des volumes transportés sur de courtes distances. Les réductions sont le résultat d'une nouvelle capacité pipelinière du Midwest américain vers l'Ontario, ainsi que de l'amoinissement des approvisionnements destinés à l'exportation à partir de la région du BSOC.

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 les marchés d'exportation américains et canadiens, TCPL fait face à des concurrents de taille dans ces régions. Les consommateurs du Nord-Est des États-Unis ont la plupart du temps accès à une panoplie de gazoducs et de sources d'approvisionnement. Les marchés de l'Est, qui étaient par le passé alimentés exclusivement par TCPL, sont désormais desservis par de nouveaux gazoducs qui ont accès à des sources d'approvisionnement dans l'Ouest canadien, au Canada Atlantique et aux États-Unis.

Les principales sources d'approvisionnement en gaz naturel d'ANR sont le golfe du Mexique et les régions américaines du centre du continent, où sont présents des gazoducs concurrents. D'autres gazoducs font également concurrence à ANR sur ses principaux marchés du Midwest américain. 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 un des nombreux pipelines intraétatiques et interétatiques présents dans la région qui se font concurrence pour le gaz qui y est ou qui y sera produit, ainsi que pour de nouvelles sources d'approvisionnement en GNL, en gaz de schiste dans le centre du continent, et par la voie du gazoduc Rockies Express, dont le point de départ est situé dans la région américaine des Rocheuses. Plusieurs nouveaux gazoducs, proposés ou en construction, cherchent à raccorder les nouvelles sources d'approvisionnement et les nombreux pipelines en place dans la région du golfe du Mexique. ANR est en concurrence avec d'autres gazoducs de la région afin d'orienter l'approvisionnement vers ses pipelines de manière à ouvrir l'accès au stockage et à d'autres marchés. À l'égard de la région où évolue ANR, les changements les plus récents ont été le résultat d'expansions approuvées par la FERC de deux pipelines concurrents, qui ajouteront environ 500 Mpi³/j à la capacité vers les marchés du Wisconsin, ainsi qu'environ 200 Mpi³/j à la capacité vers les marchés allant de Chicago, en Illinois, jusqu'à Dawn, en Ontario. Cette capacité supplémentaire de transport entre en concurrence directe avec les solutions de rechange proposées par ANR et Great Lakes, alors qu'un nombre accru de raccords avec la capacité de stockage finissent par concurrencer les installations de stockage d'ANR au Michigan.

Le réseau GTN doit rivaliser avec d'autres pipelines pour l'accès aux sources d'approvisionnement en gaz naturel et celui aux marchés. La capacité de transport de gaz naturel du réseau 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 le réseau 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 gazoducs. Par le passé, le prix du gaz naturel provenant du BSOC était concurrentiel avec celui d'autres sources d'approvisionnement desservant ces marchés. Le réseau GTN a connu une situation où de nombreux contrats n'ont pas été renouvelés en 2005 et en 2006, le gaz naturel en provenance du BSOC et acheminé par la voie de ce réseau rivalisant, pour les marchés de la Californie et du Nevada, avec des gisements d'approvisionnement de la région américaine des Rocheuses et de celle du sud-ouest des États-Unis. Récemment, Pacific Gas and Electric Company, le plus gros client du réseau GTN, a déposé une demande auprès de la California Public Utilities Commission (CPUC) pour l'approbation, à l'égard d'un projet proposé, d'un engagement de capacité à partir du bassin de la région américaine des Rocheuses jusqu'à la frontière avec la Californie. Le projet en question n'a pas encore fait l'objet d'une demande déposée auprès de la FERC et TCPL s'oppose à celle déposée auprès de la CPUC.

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 détenus en propriété exclusive par TCPL au Canada et ils devraient avoir une incidence semblable sur le rendement financier d'investissements futurs. TCPL soutient toujours que les taux de rendement financier approuvés par les organismes de réglementation pourraient ne pas être concurrentiels par rapport au rendement obtenu pour d'autres actifs comportant des risques semblables. Ces dernières années, TCPL a sollicité un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 11 % sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %, pour le réseau principal au Canada et pour le réseau de l'Alberta, auprès de l'ONÉ dans le premier cas et de l'EUB dans le second. L'ONÉ a maintenu sa formule de calcul du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, tandis que l'EUB a défini les paramètres d'une formule générale s'appuyant en grande partie sur celle de l'ONÉ. Par la voie de demandes d'approbation de taux et de règlements négociés, TCPL a été en mesure d'accroître les ratios des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, dans le contexte des structures en capital de son réseau principal au Canada et de son réseau de l'Alberta, respectivement jusqu'aux 40 % et 35 % actuels.

En décembre 2007, TQM a déposé une demande auprès de l'ONÉ sollicitant un rendement du capital équitable, fondé sur un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 11 % et un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. Le résultat de ces audiences pourrait influencer sur la perception des organismes de réglementation lorsqu'il s'agit de rendements financiers équitables pour des capitaux propres associés aux autres pipelines de TCPL détenus en propriété exclusive au Canada.

Risque lié aux livraisons

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

Risque lié à l'exécution et au coût en capital

La construction de Keystone est soumise à des risques liés à l'exécution et au coût en capital et à barème de partage des coûts en capital en fonction des risques et des économies.

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 la gestion des risques au sein de l'entreprise d'énergie.

PIPELINES – PERSPECTIVES

Il est prévu que la demande de gaz naturel et de pétrole brut poursuivra sa croissance partout en Amérique du Nord en 2008. L'entreprise de pipelines de TCPL continuera de se concentrer sur la livraison de gaz naturel aux marchés en

pleine croissance, sur le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement, sur la poursuite de l'aménagement de nouvelles infrastructures d'interconnexion pour le gaz naturel des régions nordiques ainsi que de sources non classiques comme le méthane de houille et le GNL, et sur les travaux de construction de l'oléoduc Keystone.

TCPL prévoit que les producteurs continueront d'explorer et de mettre en valeur de nouveaux gisements dans l'Ouest canadien, plus particulièrement dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans le secteur centre-ouest des contreforts de l'Alberta. Il faut également s'attendre à d'importants travaux visant des ressources non classiques comme le méthane de houille, qui s'intensifieront dès 2009 en raison de la nouvelle structure de redevances en Alberta au profit des puits moins productifs.

Pour la plupart, les plans d'expansion actuels de TCPL dans le domaine du transport du gaz naturel produit au Canada sont concentrés autour du réseau de l'Alberta. De nouvelles installations seront probablement requises pour élargir le réseau intégré de l'Alberta pour tenir compte des modifications dans la distribution des approvisionnements et des marchés en Alberta, relier de nouvelles sources d'approvisionnement et de nouveaux points de livraison, principalement dans la région des sables bitumineux de l'Alberta et dans la région industrielle du centre de la province.

Aux États-Unis, TCPL prévoit que la production non classique continuera de prendre de l'ampleur à partir du méthane de houille et des gisements étanches de sables à gaz dans la région américaine des Rocheuses, ainsi qu'à partir du gaz de schiste dans l'est du Texas, dans le sud-ouest de l'Oklahoma et en Arkansas. Les importations de GNL devraient aussi constituer de nouvelles sources d'approvisionnement aux États-Unis, où d'importantes infrastructures sont construites dans cette optique. Il est probable que la croissance attribuable à l'approvisionnement en GNL et au gaz non classique sera source de nouvelles possibilités commerciales pour 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 élaborées pour la production supplémentaire tirée de la région américaine des Rocheuses à destination des marchés du Midwest américain et de l'est des États-Unis, y compris les interconnexions avec son réseau. Pour le tronçon sud-est de son réseau, ANR a la possibilité d'ajouter aux volumes transportés de GNL et de gaz de schiste produit dans le centre du continent au fur et à mesure que ces sources gagnent en importance.

Les producteurs continueront de mettre en valeur de nouveaux approvisionnements pétroliers dans le BSOC. En 2008, plusieurs nouveaux projets de sables bitumineux entreront en production, et les projets en cours augmenteront en envergure. La production des sables bitumineux devrait augmenter pour passer de 1,2 million b/j en 2007 à 3,0 millions b/j en 2015, alors que les approvisionnements pétroliers totaux du BSOC devraient passer de 2,5 millions b/j à 3,9 millions b/j au cours de la même période. Le principal marché pour cette nouvelle production de sables bitumineux se situe aux États-Unis, du Midwest jusqu'à la région du golfe du Mexique, secteur qui renferme nombre de raffineries d'envergure aptes à traiter les mélanges de pétrole brut lourd canadien. Selon les prévisions, le pétrole brut du BSOC remplacera les importations à la baisse de pétrole brut aux États-Unis.

Cette hausse des exportations de pétrole brut du BSOC exige une capacité pipelinière supplémentaire, notamment Keystone, et d'autres prolongements jusqu'au golfe du Mexique. TCPL continuera de s'intéresser activement de nouvelles occasions de transporter le pétrole brut des sables bitumineux de l'Alberta vers les marchés nord-américains.

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

Résultat

La société prévoit une croissance soutenue de son réseau de l'Alberta et des investissements modestes dans ses autres gazoducs existants au Canada, ce qui donnera lieu une régression nette continue prévue de la base tarifaire moyenne, en raison de l'amortissement annuel. Toute baisse nette de la base tarifaire moyenne réduit le résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre. Toutefois, en 2008, l'effet sera partiellement neutralisé compte tenu de la légère augmentation du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires assujetti à la réglementation et calculé selon une formule établie. Qui plus est, un règlement découlant des négociations en cours pour le réseau de l'Alberta pourrait aussi contribuer à une certaine progression du résultat en 2008. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du coût du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements dans les niveaux des contrats n'influent pas sur le résultat des pipelines au Canada.

Les volumes moindres sous forme de contrats de transport garanti en raison du non-respect d'obligations de la part de clients des approvisionnements réduits du BSOC destinés à l'exportation et de l'arrivée à échéance de contrats à long

terme pourraient continuer d'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 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 résultat des établissements étrangers de l'entreprise de pipelines subit le contrecoup des variations des taux de change. L'exploitation d'ANR sur un exercice complet et les participations supplémentaires dans Great Lakes devrait influencer positivement sur le résultat net de l'entreprise des pipelines en 2008.

Certaines filiales de Calpine se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Portland et GTNC sont parvenus à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine, pour des montants respectifs de 125 millions de dollars US et de 192,5 millions de dollars US. Les créanciers recevront des actions de la société restructurée et ces actions seront assujetties aux fluctuations des cours lorsque les actions de la nouvelle société Calpine commenceront à se négocier sur le marché. Portland et GTNC ont respectivement reçu, en février 2008, les distributions initiales de 6,1 millions d'actions et de 9,4 millions d'actions, ce qui devrait donner lieu à une hausse importante du résultat net de TransCanada au premier trimestre de 2008.

Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NOVA Gas Transmission Limited et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant respectivement de 31,6 millions de dollars et de 44,4 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils seront transmis aux expéditeurs de ces réseaux.

Dépenses en immobilisations

Exclusion faite des coûts d'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes, les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive en 2007 ont totalisé 487 millions de dollars. En 2008, les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive devraient atteindre quelque 1,0 milliard de dollars. En outre, des dépenses en immobilisations liées à la participation de 50 % de TCPL pour la construction du pipeline Keystone devraient se chiffrer à environ 800 millions de dollars.

VOLUMES DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL

(en Gpi³)

	2007	2006	2005
Réseau principal au Canada ⁽¹⁾	3 183	2 955	2 997
Réseau de l'Alberta ⁽²⁾	4 015	4 051	3 999
ANR ⁽³⁾	1 210		
Réseau GTN	827	790	777
Foothills ⁽⁴⁾	1 441	1 403	1 372
North Baja	90	95	84
Great Lakes	829	816	850
Northern Border	800	799	808
Iroquois	394	384	394
TQM	207	158	166
Ventures LP	178	179	138
Gas Pacífico	71	52	34
Portland	58	52	62
Tamazunchale ⁽⁵⁾	29	—	
Tuscarora	28	28	25
TransGas	24	22	19

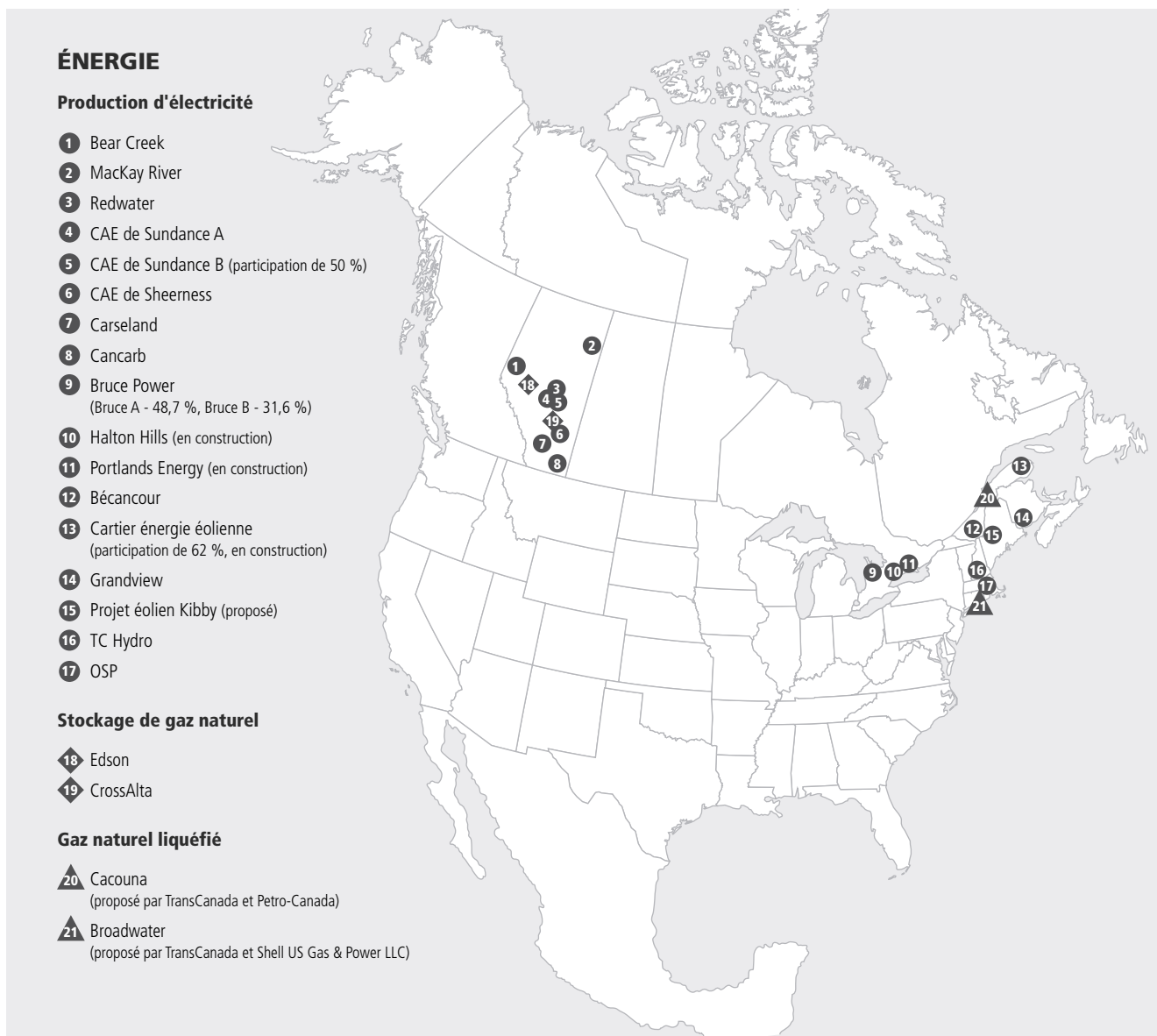
⁽¹⁾ En 2007, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan se sont établies à 2 199 Gpi³ (2 224 Gpi³ en 2006; 2 215 Gpi³ en 2005).

⁽²⁾ Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 4 047 Gpi³ en 2007 (4 160 Gpi³ en 2006; 4 034 Gpi³ en 2005).

⁽³⁾ La société a fait l'acquisition d'ANR le 22 février 2007 et les volumes d'ANR sont inclus depuis cette date.

⁽⁴⁾ Les volumes de Foothills tiennent compte de l'exploitation réunie du réseau de la Colombie-Britannique et de Foothills.

⁽⁵⁾ Les volumes de Tamazunchale portent sur les activités menées depuis le 1^{er} décembre 2006.



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

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

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

SUNDANCE A ET B La centrale de Sundance regroupe les plus importantes installations de production d'électricité alimentées au charbon dans l'Ouest canadien; elle est située dans le centre-sud de l'Alberta. TCPL détient les droits pour 100 % de la capacité de production de 560 MW de la centrale Sundance A au titre d'une convention d'achat d'électricité (CAE) qui échoit 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 qui échoit en 2020.

SHEERNESS La centrale de Sheerness, située dans le sud-est de l'Alberta, compte deux appareils de production d'énergie thermique alimentés au charbon de 390 MW chacun. TCPL détient les droits pour une capacité de production de 756 MW au titre de la CAE de Sheerness qui échoit en 2020.

CARSELAND La centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel de Carseland est 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 des installations attenantes de noir de carbone thermique, qui appartiennent à TCPL.

BRUCE POWER Bruce Power, dont les installations sont situées en Ontario, compte deux centrales : Bruce A dont la capacité de production s'élevé à environ 3 000 MW et Bruce B avec une capacité de production de près de 3 200 MW. TCPL détient une participation de 48,7 % dans Bruce A, qui compte quatre réacteurs qui sont actuellement remis en état et devraient être remis en service en 2010. TCPL détient une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui compte également quatre réacteurs.

HALTON HILLS Une centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel et située près de la ville de Halton Hills, en Ontario, la centrale de Halton Hills est en construction et sa mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2010.

PORTLANDS ENERGY Portlands Energy est une centrale à cycle combiné à haut rendement énergétique d'une puissance de 550 MW qui est en construction près du centre-ville de Toronto, en Ontario. La centrale, dans laquelle TCPL détient une participation de 50 %, devrait être en exploitation en mode à cycle simple et assurer la production de 340 MW d'électricité à la ville de Toronto à compter de juin 2008. L'entrée en exploitation en mode à cycle combiné, avec production de 550 MW d'électricité, est prévue pour le deuxième trimestre de 2009.

BÉCANCOUR La centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel de Bécancour est située près de Trois-Rivières, au Québec. Toute l'électricité produite est fournie à Hydro-Québec au titre d'un contrat d'achat de 20 ans. En outre, la centrale vend de la vapeur à un client industriel à des fins d'utilisation dans le cadre de processus commerciaux.

CARTIER ÉNERGIE ÉOLIENNE Le projet de Cartier énergie éolienne regroupe six projets éoliens d'une capacité de 740 MW au Québec. Cartier énergie éolienne est une société détenue à 62 % par TCPL; Le parc de Baie-des-Sables, d'une capacité de production de 110 MW, est entré en service en novembre 2006, et celui d'Anse-à-Valleau, d'une capacité de production de 101 MW, est entré en service en novembre 2007. La mise en chantier du troisième projet, soit le parc éolien de Carleton, d'une capacité de 110 MW, a commencé vers la fin de 2007, alors que la planification et la construction des trois autres projets se poursuivront sous réserve de l'obtention des approbations voulues à l'avenir.

GRANDVIEW La centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel de Grandview est située près de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. Au titre d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, Irving Oil Limited reçoit 100 % de la chaleur et de l'électricité produites par la centrale.

PROJET ÉOLIEN KIBBY Le projet éolien Kibby proposé de 132 MW, qui comprend 44 éoliennes, est situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, comté de Franklin, dans le nord-ouest du Maine. Sous réserve de l'approbation des organismes fédéraux et étatiques américains, les travaux de construction pourraient commencer au début de 2008 et les nouvelles installations pourraient entrer en service pour le projet en 2009-2010.

TC HYDRO Les installations hydroélectriques de TCPL sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield, qui regroupent 13 centrales, 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 dans le Rhode Island.

EDSON Les installations souterraines de stockage de gaz naturel d'Edson situées près de la ville éponyme, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. Le système de traitement central des installations 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/j.

CROSSALTA Les installations souterraines de stockage de gaz naturel de CrossAlta, situées près de Crossfield, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. TCPL détient une participation de 60 % dans les installations de CrossAlta, qui ont une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de 54 Gpi³ et une capacité de livraison maximale de 480 Mpi³/j.

CACOUNA Le projet de Cacouna propose l'aménagement d'un terminal méthanier dans le port de Gros-Cacouna, au Québec, sur le fleuve Saint-Laurent. Le terminal permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, puis une expédition moyenne d'environ 500 Mpi³/j de gaz naturel. TCPL détient une participation de 50 % dans Cacouna.

BROADWATER Le projet de Broadwater propose l'aménagement d'un terminal de GNL dans les eaux du détroit de Long Island, dans l'État de New York. Le terminal permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, puis une expédition moyenne d'environ 1 Gpi³/j de gaz naturel. TCPL détient une participation de 50 % dans Broadwater.

ÉNERGIE – POINTS SAILLANTS

Résultat net

- Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 514 millions de dollars en 2007, en hausse de 62 millions de dollars comparativement au montant de 452 millions de dollars inscrit en 2006.
- Le résultat comparable de l'entreprise d'énergie a pour sa part progressé de 37 millions de dollars pour atteindre 466 millions de dollars en 2007 comparativement aux 429 millions de dollars en 2006. Le résultat comparable ne tenait pas compte des rajustements favorables d'impôts en 2007 et en 2006, ni d'un gain à la vente de terrains en 2007, et sa progression est principalement le résultat d'une hausse du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est et des installations de stockage de gaz naturel.
- Les résultats de 2007 tiennent compte d'un premier exercice complet de la centrale de cogénération de Bécancour, du projet de Cartier énergie éolienne à Baie-des-Sables, et des installations de stockage de gaz naturel à Edson.

Expansion des actifs

- Au 31 décembre 2007, de nouvelles centrales d'une capacité de quelque 2 000 MW étaient en chantier, avec un coût en capital prévu supérieur à 4,2 milliards de dollars.
- Depuis 1999, la capacité de production nominale de l'entreprise d'énergie de TCPL s'est accrue d'environ 5 300 MW, à l'exclusion de la capacité de 2 000 MW des installations en construction, sous la poussée d'investissements de plus de 5 milliards de dollars jusqu'à la fin de 2007.
- Le projet de Cartier énergie éolienne à Anse-à-Valleau s'est terminé et ce parc éolien est entré en service en novembre 2007.
- Les travaux de construction se sont poursuivis en 2007 dans le cadre du projet de remise à neuf et en service de Bruce A, qui comprend le redémarrage des premier et deuxième réacteurs, et le remplacement des chaudières à vapeur ainsi que l'installation de nouveaux canaux de combustible pour les troisième et quatrième réacteurs.

Capacité disponible des centrales

- La capacité disponible moyenne pondérée des centrales a été de 91 % en 2007, un pourcentage qui se rapproche de celui de 2006.
- La capacité disponible moyenne pondérée des centrales, à l'exclusion de Bruce, a été de 93 % en 2007, un pourcentage qui se rapproche de celui de 2006.

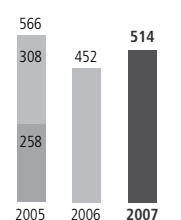
APERÇU DES RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE D'ÉNERGIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

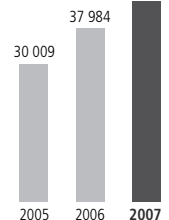
	2007	2006	2005
Installations énergétiques de l'Ouest	308	297	123
Installations énergétiques de l'Est	255	187	137
Bruce Power	167	235	195
Stockage de gaz naturel	146	93	32
Participation dans S.E.C. Électricité	–	–	29
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(158)	(144)	(129)
Bénéfice d'exploitation	718	668	387
Charges financières	(22)	(23)	(11)
Intérêts créditeurs et autres produits	10	5	5
Impôts sur les bénéfices	(240)	(221)	(123)
Résultat comparable ⁽¹⁾	466	429	258
Rajustements d'impôts	34	23	–
Gain à la vente de terrains	14	–	–
Gain à la vente de Paiton Energy	–	–	193
Gain à la vente de parts dans S.E.C. Électricité	–	–	115
Résultat net	514	452	566

⁽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 résultat comparable.

Résultat net de l'entreprise d'énergie
(en millions de dollars)



Volumes des ventes d'électricité
(en GWh)



■ Gains liés à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy

Le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2007 a atteint 514 millions de dollars, comparativement aux 452 millions de dollars de 2006. Le résultat comparable de l'entreprise d'énergie en 2007 a progressé de 37 millions de dollars par rapport à 2006 pour atteindre 466 millions de dollars. Le résultat comparable ne tient pas compte d'un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains et des rajustements favorables d'impôts de 34 millions de dollars en 2007 ni de l'incidence positive de 23 millions de dollars sur les impôts futurs en 2006 en raison des réductions des taux d'imposition fédéral et provinciaux des sociétés au Canada. L'augmentation, surtout attribuable à un accroissement du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est, des installations de stockage de gaz naturel et des installations énergétiques de l'Ouest, a été partiellement neutralisée par la baisse de l'apport de Bruce Power.

Le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2006 avait été de 452 millions de dollars, comparativement à 566 millions de dollars en 2005. La diminution était surtout le résultat de l'inclusion, en 2005, de gains liés à la cession de participations de TCPL dans Paiton Energy et S.E.C. Électricité. En 2005, TCPL avait vendu sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy, ce qui avait été à l'origine d'un gain après les impôts de 115 millions de dollars, ainsi que sa participation dans S.E.C. Électricité, pour un gain après les impôts de 193 millions de dollars.

Le résultat comparable de l'entreprise d'énergie, exclusion faite d'un rajustement favorable d'impôts de 23 millions de dollars en 2006 et des gains liés à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy en 2005, s'établissait à 429 millions de dollars en 2006, soit une augmentation de 171 millions de dollars par rapport aux 258 millions de dollars inscrits en 2005. Cette hausse était principalement attribuable à l'accroissement des apports de chacune des entreprises d'énergie existantes, y compris le résultat de TC Hydro sur un exercice complet en partie annulé par un recul du bénéfice d'exploitation découlant de la vente de la participation dans S.E.C. Électricité en 2005.

CENTRALES – CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE ET TYPE DE COMBUSTIBLE

	MW	Type de combustible
Installations énergétiques de l'Ouest		
Sheerness ⁽¹⁾	756	Charbon
Sundance A ⁽²⁾	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
	2 061	
Installations énergétiques de l'Est		
Halton Hills ⁽³⁾	683	Gaz naturel
TC Hydro ⁽⁴⁾	583	Hydraulique
OSP	560	Gaz naturel
Bécancour ⁽⁵⁾	550	Gaz naturel
Cartier énergie éolienne ⁽⁶⁾	458	Éolien
Portlands Energy ⁽⁷⁾	275	Gaz naturel
Grandview ⁽⁸⁾	90	Gaz naturel
	3 199	
Bruce Power⁽⁹⁾	2 474	Nucléaire
Total de la capacité de production nominale	7 734	

⁽¹⁾ TCPL a un accès exclusif aux 756 MW d'électricité de Sheerness aux termes d'une CAE à long terme.

- ⁽²⁾ TCPL dispose des droits, directement ou indirectement, à l'égard des 560 MW de Sundance A et des 353 MW de Sundance B aux termes de CAE à long terme qui portent sur 100 % de la production de Sundance A et sur 50 % de la production de Sundance B.
- ⁽³⁾ En chantier.
- ⁽⁴⁾ Acquisition au deuxième trimestre de 2005.
- ⁽⁵⁾ Mise en service au troisième trimestre de 2006.
- ⁽⁶⁾ Représente la quote-part de TCPL, soit 62 % de ce projet de 740 MW au total. Deux des six parcs éoliens ont été mis en service, le premier en novembre 2006 et le deuxième en novembre 2007, et ils représentent, ensemble, une capacité de production de 211 MW.
- ⁽⁷⁾ Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de cette centrale de 550 MW actuellement en construction.
- ⁽⁸⁾ Mise en service au premier trimestre de 2005.
- ⁽⁹⁾ Représente la quote-part de 48,7 % de TCPL dans Bruce A et la quote-part de 31,6 % dans Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs de 750 MW dont deux sont en voie d'être remis en état et leur remise en service est prévue pour 2010. Bruce B compte quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la capacité totale est d'environ 3 200 MW.

ÉNERGIE – ANALYSE FINANCIÈRE

Installations énergétiques de l'Ouest

Au 31 décembre 2007, les installations énergétiques de l'Ouest détenaient ou possédaient des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 100 MW en Alberta, par le truchement de trois CAE à long terme et de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel. Le portefeuille de l'offre d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest 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 des actifs des plus concurrentiels sur le marché de l'Alberta, et dont les coûts sont parmi les plus faibles. Le 31 décembre 2005, 585 millions de dollars avaient été versés à l'Alberta Balancing Pool pour le reste des droits aux termes de la CAE de Sheerness, d'une durée restante d'environ 13 ans. La durée restante de la CAE de Sundance A est de 10 ans, alors que celle de Sundance B est de 13 ans.

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 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 est vendue sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnement ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de la possibilité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion permet 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 leur risque d'exposition aux prix du marché au comptant à l'égard des volumes non visés par des contrats, au 31 décembre 2007, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour environ 9 200 gigawatts-heure (GWh) de la production de 2008 et quelque 6 800 GWh de la production de 2009.

Cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel sont exploitées en Alberta, et leur capacité de production, qui varie de 27 MW à 165 MW, totalise approximativement 400 MW. Une partie de la production prévue est vendue au moyen de contrats à long terme, le reste étant assujéti aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz. Les coûts thermiques constituent une mesure économique utilisée par les centrales alimentées au gaz naturel. Ils sont calculés en divisant le prix moyen de l'électricité par mégawatt-heure (MWh) par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (GJ) sur une période donnée. Dans la mesure où l'électricité n'est pas vendue au moyen de contrats à long terme et où le gaz de combustion des centrales n'a pas été acheté aux termes de tels contrats, la rentabilité d'une centrale alimentée au gaz naturel augmente proportionnellement à la hausse des coûts thermiques sur le marché et, inversement, elle diminue proportionnellement aux baisses de ces coûts. En Alberta, les coûts thermiques ont diminué d'environ 16 % en 2007 en raison d'un recul des prix moyens de l'électricité, alors que ceux du gaz naturel sur le marché au comptant sont demeurés relativement stables. Les coûts thermiques se sont établis en moyenne à quelque 11,4 GJ/MWh en 2007, comparativement à environ 13,5 GJ/MWh en 2006.

Pour l'ensemble des centrales des installations énergétiques de l'Ouest, la capacité disponible moyenne en 2007 s'est située autour de 90 %, contre 88 % en 2006.

Aperçu des résultats des installations énergétiques de l'Ouest*Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)*

	2007	2006	2005
Produits			
Électricité	1 045	1 185	715
Divers ⁽¹⁾	89	169	158
	1 134	1 354	873
Achats de produits de base revendus			
Électricité	(608)	(767)	(476)
Divers ⁽²⁾	(65)	(135)	(104)
	(673)	(902)	(580)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	(135)	(135)	(149)
Amortissement	(18)	(20)	(21)
Bénéfice d'exploitation	308	297	123

⁽¹⁾ Comprend les ventes de gaz naturel et Cancarb Thermax, installation de noir de carbone thermique attenante à Cancarb.

⁽²⁾ Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest*Exercices terminés les 31 décembre (en GWh)*

	2007	2006	2005
Offre			
Production	2 154	2 259	2 245
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	12 199	12 712	6 974
Autres achats	1 433	1 905	2 687
	15 786	16 876	11 906
Électricité vendue à contrat et au comptant			
Électricité vendue à contrat	11 998	12 750	10 374
Électricité vendue au comptant	3 788	4 126	1 532
	15 786	16 876	11 906

Le bénéfice d'exploitation a progressé de 11 millions de dollars, passant de 297 millions de dollars en 2006 à 308 millions de dollars en 2007. Cette hausse est avant tout attribuable à la baisse des coûts associés aux CAE, partiellement neutralisée par un léger recul des prix réalisés pour l'électricité en général. De 2006 à 2007, les produits ont diminué, principalement en raison d'une légère baisse, en 2007, des prix de vente de l'électricité en général ainsi que de la réduction des volumes achetés ou produits. Les achats de produits de base revendus ont été moindres en 2007 comparativement à 2006, surtout à cause de la baisse des coûts associés aux CAE, d'une diminution des volumes achetés, et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. Les volumes des achats d'électricité en 2007 ont diminué par rapport à 2006, en majeure partie du fait de l'augmentation du nombre d'heures pendant lesquelles l'exploitation de la centrale Sundance A a été interrompue, et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. En 2007, environ 24 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant, un pourcentage comparable à celui de 2006.

En 2006, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest, à 297 millions de dollars, avait été de 174 millions de dollars supérieur à celui de 123 millions de dollars inscrit en 2005. Cette hausse provenait avant tout de la progression du résultat attribuable à l'acquisition de la CAE de Sheerness le 31 décembre 2005 et à l'accroissement

des marges découlant de l'effet cumulé de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général ainsi que des coûts thermiques pour les volumes non visés par des contrats de vente d'électricité. Les produits et les achats de produits de base revendus se sont accrus en 2006 comparativement à 2005, surtout à cause de l'acquisition de la CAE de Sheerness, ainsi que des prix plus élevés réalisés à la vente d'électricité. Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz de combustion servant à la production d'électricité, avaient diminué compte tenu du recul des prix du gaz naturel. Les volumes de l'électricité achetée se sont accrus en 2006 comparativement à 2005, surtout à cause de l'acquisition de la CAE de Sheerness. En 2006, environ 24 % des volumes de l'électricité vendue l'avaient été sur le marché au comptant, contre 13 % en 2005.

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 3 200 MW. À l'heure actuelle, les actifs de production d'électricité des installations énergétiques de l'Est qui sont en exploitation sont : TC Hydro, Ocean State Power (OSP), Bécancour et Grandview, ainsi que les parcs éoliens de Baie-des-Sables et d'Anse-à-Valleau. Les actifs de TC Hydro comprennent 13 centrales hydroélectriques qui regroupent 39 installations de production au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur les marchés déréglementés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, ainsi que dans l'Est du Canada. Sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre, TCPL mène avec doigté des activités de commercialisation par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive TransCanada Power Marketing Ltd. (TCPM), à Westborough, au Massachusetts. Afin de réduire leur risque d'exposition aux prix du marché au comptant à l'égard des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au 31 décembre 2007, des contrats à prix fixe pour la vente à terme d'environ 8 200 GWh en 2008 et près de 9 900 GWh en 2009. En 2008, les contrats de vente à prix fixe ne comprennent pas quelque 4 200 GWh de la production de la centrale de Bécancour du fait de la demande d'Hydro-Québec d'interrompre cette production à compter du 1^{er} janvier 2008.

TCPM concentre ses activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme 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. En 2007, TCPM a continué d'accentuer sa présence en commercialisation et d'élargir sa base de clients.

En juin 2006, la FERC a approuvé un règlement prévoyant la mise en application d'un marché de capacité à terme (MCT) nouvellement conçu pour la production d'électricité sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre. Le MCT 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. Le règlement prévoit une période de transition sur plusieurs années, de décembre 2006 jusqu'en mai 2010, au cours de laquelle des paiements fixes, variant de 3,05 \$ US à 4,10 \$ US le kilowatt-mois, seront versés aux propriétaires pour la capacité installée existante. La centrale d'OSP et les installations de TC Hydro, faisant partie des installations énergétiques de l'Est, sont admissibles à des paiements pendant la période de transition. Conformément au nouveau MCT, Independent System Operator New England fera des projections trois ans à l'avance quant aux besoins en électricité du réseau, puis il tiendra une vente aux enchères annuelle permettant d'acheter les ressources en électricité requises pour répondre aux besoins futurs d'une région donnée. Les fournisseurs commenceront à recevoir des paiements le 1^{er} juin 2010 aux termes du mécanisme de vente aux enchères du MCT.

Aperçu des résultats des installations énergétiques de l'Est⁽¹⁾			
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>			
	2007	2006	2005
Produits			
Électricité	1 481	789	505
Divers ⁽²⁾	239	292	412
	1 720	1 081	917
Achats de produits de base revendus			
Électricité	(755)	(379)	(215)
Divers ⁽²⁾	(208)	(257)	(373)
	(963)	(636)	(588)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	(454)	(226)	(167)
Amortissement	(48)	(32)	(25)
Bénéfice d'exploitation	255	187	137

⁽¹⁾ Comprend les résultats de Bécancour, de Baie-des-Sables et d'Anse-à-Valleau, respectivement à compter du 17 septembre 2006, du 21 novembre 2006 et du 10 novembre 2007.

⁽²⁾ Comprend les ventes et les achats de gaz naturel.

Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Est⁽¹⁾			
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en GWh)</i>			
	2007	2006	2005
Offre			
Production	8 095	4 700	2 879
Achats	6 986	3 091	2 627
	15 081	7 791	5 506
Électricité vendue à contrat et au comptant			
Électricité vendue à contrat	14 505	7 374	4 919
Électricité vendue au comptant	576	417	587
	15 081	7 791	5 506

⁽¹⁾ Comprend les résultats de Bécancour, de Baie-des-Sables et d'Anse-à-Valleau, respectivement à compter du 17 septembre 2006, du 21 novembre 2006 et du 10 novembre 2007.

Le bénéfice d'exploitation a progressé de 68 millions de dollars, passant de 187 millions de dollars en 2006 à 255 millions de dollars en 2007. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire découlant de l'exploitation sur un premier exercice complet de la centrale de Bécancour et du parc éolien de Baie-des-Sables, ainsi que de la mise en service du parc d'Anse-à-Valleau en novembre 2007. Les paiements reçus à l'entrée en vigueur du MCT en Nouvelle-Angleterre, ainsi que l'accroissement du volume des ventes à des clients des secteurs commercial et industriel en 2007, ont aussi contribué à l'augmentation. Par contre, l'incidence de débits moindres en ce qui concerne les actifs de production de TC Hydro en 2007 a joué en sens inverse, alors que des débits supérieurs à la moyenne avaient été enregistrés en 2006 après des précipitations plus intenses dans la région.

À 1 481 millions de dollars, les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est ont augmenté de 692 millions de dollars en 2007 comparativement aux 789 millions de dollars de 2006. Cet accroissement marqué s'explique essentiellement par les produits tirés de l'exploitation pour le premier exercice complet de la centrale de Bécancour et du parc éolien de Baie-des-Sables, qui sont entrés en service respectivement en septembre et en novembre 2006, ainsi que par la hausse des volumes des ventes à des clients des secteurs commercial ou industriel et la progression des prix réalisés. Les autres produits d'exploitation et les autres achats de produits de base revendus ont

diminué d'un exercice au suivant en raison d'une réduction de la quantité de gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP. Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité et le volume des achats d'électricité ont été supérieurs en 2007 compte tenu de l'accroissement des achats attribuable à la hausse des ventes à des clients des secteurs commercial, industriel et de gros. L'accroissement du volume des achats d'électricité a par contre été ralenti par une augmentation de la production d'électricité à la centrale d'OSP qui a réduit l'obligation de répondre aux engagements de vente contractuels. Les charges d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz de combustion servant à la production, se sont accrus en 2007 surtout du fait de l'exploitation sur un exercice complet de la centrale de Bécancour et de la plus forte production d'électricité à la centrale d'OSP.

Le bénéfice d'exploitation avait progressé de 50 millions de dollars, passant de 137 millions de dollars en 2005 à 187 millions de dollars en 2006. La hausse provenait avant tout du bénéfice supplémentaire découlant de la possession sur un exercice complet des actifs de TC Hydro, de la mise en service de la centrale de Bécancour, d'un paiement unique de 10 millions de dollars après les impôts, au titre d'une restructuration contractuelle, versé au premier trimestre de 2005 par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel, et de marges supérieures obtenues sur le volume des ventes d'électricité en général en 2006.

Bruce Power

En 2005, Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) ont conclu un accord à long terme selon lequel Bruce A a pris l'engagement de remettre à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, de prolonger la durée d'exploitation du troisième réacteur en remplaçant les chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, et de remplacer les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Une modification apportée par la suite à cet accord en 2007 est décrite plus en détail sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Par suite d'un accord entre Bruce Power et l'OEO, et de la décision de Cameco Corporation's (Cameco) de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, la société Bruce A a été créée par TCPL et BPC Generation Infrastructure Trust (BPC), chacune détenant, au 31 décembre 2007, une participation de 48,7 % (48,7 % en 2006; 47,9 % en 2005) dans Bruce A. TCPL et BPC ont chacune engagé des fonds d'un montant net de quelque 100 millions de dollars en 2005 afin d'acquérir une participation dans Cameco. La participation restante de 2,6 % dans Bruce A appartient à BPC, une fiducie créée par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario, le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et The Society of Energy Professionals. La société Bruce A sous-loue, de Bruce B, les quatre réacteurs précités. TCPL détient toujours une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui regroupe les cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs.

À la restructuration, Bruce A et Bruce B sont devenues des entités contrôlées conjointement, et TCPL a consolidé ces participations proportionnellement et prospectivement à partir du 31 octobre 2005. Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de l'exploitation de six des huit réacteurs pour toutes les périodes visées.

Aperçu des résultats – Bruce Power			
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>			
	2007	2006	2005
Bruce Power (base de 100 %)			
Produits			
Électricité	1 920	1 861	1 907
Divers ⁽¹⁾	113	71	35
	2 033	1 932	1 942
Charges d'exploitation			
Exploitation et entretien ⁽²⁾	(1 051)	(912)	(871)
Combustible	(104)	(96)	(77)
Loyer supplémentaire ⁽²⁾	(170)	(170)	(164)
Amortissement	(151)	(134)	(198)
	(1 476)	(1 312)	(1 310)
Produits, déduction faite des charges d'exploitation	557	620	632
Charges financières selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation ⁽³⁾	–	–	(58)
	557	620	574
Quote-part de TCPL – Bruce A	24	91	22
Quote-part de TCPL – Bruce B	161	137	166
Quote-part de TCPL	185	228	188
Rajustements	(18)	7	7
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TCPL ⁽³⁾	167	235	195
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales			
Bruce A	78 %	81 %	94 %
Bruce B	89 %	91 %	79 %
Ensemble de Bruce Power	86 %	88 %	80 %
Jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif			
Bruce A	121	81	106
Bruce B	93	65	153
Jours d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif			
Bruce A	17	37	30
Bruce B	32	31	104
Volume des ventes (en GWh)			
Bruce A – 100 %	10 180	10 650	2 100
Bruce A – Quote-part de TCPL	4 959	5 158	999
Bruce B – 100 %	25 290	25 820	30 800
Bruce B – Quote-part de TCPL	7 992	8 159	9 733
Ensemble de Bruce Power – 100 %	35 470	36 470	32 900
Quote-part de TCPL	12 951	13 317	10 732
Résultats par MWh			
Produits des ventes d'électricité de Bruce A	59 \$	58 \$	57 \$
Produits des ventes d'électricité de Bruce B	52 \$	48 \$	58 \$
Produits pour l'ensemble de Bruce Power	55 \$	51 \$	58 \$
Combustible pour l'ensemble de Bruce Power	3 \$	3 \$	2 \$
Total des charges d'exploitation pour l'ensemble de Bruce Power ⁽⁴⁾	41 \$	35 \$	40 \$
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant	45 %	35 %	49 %

⁽¹⁾ Comprend des recouvrements de coûts de combustible de 35 millions de dollars pour Bruce A en 2007 (30 millions de dollars en 2006; 4 millions de dollars du 1^{er} novembre au 31 décembre 2005). Comprend les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction de 47 millions de dollars en 2007 (néant en 2006 et en 2005).

- (2) Comprend des rajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.
- (3) Le bénéfice de participation consolidé de TCPL en 2005 comprend un montant de 168 millions de dollars qui représente sa participation de 31,6 % dans le résultat de Bruce Power pour la période de dix mois terminée le 31 octobre 2005.
- (4) Déduction faite des recouvrements de coûts de combustible.

Le bénéfice d'exploitation de TCPL tiré de sa participation dans Bruce Power s'est établi à 167 millions de dollars en 2007, alors qu'il avait été de 235 millions de dollars en 2006. La quote-part de TCPL à l'égard du bénéfice d'exploitation de Bruce B s'est accrue de 24 millions de dollars entre 2006 et 2007 pour atteindre 161 millions de dollars, ce qui est en majeure partie le résultat de la hausse des prix réalisés pour l'électricité, laquelle a été partiellement neutralisée par le relèvement des coûts d'exploitation attribuable à une augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif en 2007. La quote-part de TCPL à l'égard du bénéfice d'exploitation de Bruce A a pour sa part diminué de 67 millions de dollars entre 2006 et 2007 pour s'établir à 24 millions de dollars, surtout du fait de la baisse de la production et de l'accroissement des coûts d'exploitation associé à une progression du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif en 2007. Le recul du bénéfice d'exploitation de TCPL pour l'ensemble de Bruce Power en 2007 par rapport à 2006 découle aussi de la poussée des coûts des avantages sociaux postérieurs à l'emploi et de la baisse des montants de l'amortissement du prix d'achat positif relativement à l'arrivée à échéance de conventions de vente d'électricité

Les prix réalisés pour l'ensemble de Bruce Power (déduction faite des produits divers) se sont situés à 55 \$ le MWh en 2007, comparativement à 51 \$ le MWh en 2006, ce qui rend compte d'une augmentation des prix des volumes, visés ou non par des contrats, vendus sur le marché au comptant. Les charges d'exploitation de l'ensemble de Bruce Power (déduction faite des recouvrements de coûts de combustible) ont augmenté, passant de 35 \$ le MWh en 2006 à 41 \$ le MWh en 2007, ce qui est surtout le résultat de l'accroissement des frais d'exploitation et de la régression de la production en 2007.

Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 86 % en 2007, comparativement à 88 % en 2006. La baisse de la capacité disponible en 2007 est le résultat d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif, alors que le nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif a pour sa part été moins élevé en 2007.

Pour 2006, le bénéfice d'exploitation de TCPL provenant de sa participation cumulée dans Bruce Power avait été de 235 millions de dollars, contre 195 millions de dollars pour 2005. Cette hausse de 40 millions de dollars provenait surtout d'un accroissement de la participation dans les installations de Bruce A et des volumes des ventes découlant de l'augmentation de la capacité disponible des centrales, le tout annulé en partie par l'érosion des prix réalisés en général.

Les rajustements au bénéfice avant les impôts liés à la quote-part de TCPL pour l'ensemble de Bruce Power en 2007 ont été moindres que ceux en 2006 et en 2005, principalement en raison de la régression de l'amortissement du prix d'achat positif dans le contexte de l'arrivée à échéance de conventions de vente d'électricité.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant. Le bénéfice tiré de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui elle-même dépend de l'ampleur des travaux d'entretien préventif et correctif. 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 sera rajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation, avant récupération des coûts de combustible auprès de l'OEO.

Conformément à la modification en 2007 du contrat avec l'OEO, dont il est question plus en détail sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux », le 1^{er} avril 2008, le prix fixé pour la production de Bruce A augmentera de 2,11 \$ le MWh, sous réserve des rajustements pour tenir compte de l'inflation depuis le 31 octobre 2005.

	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2007 au 31 mars 2008	59,69 \$
Du 1 ^{er} avril 2006 au 31 mars 2007	58,63 \$
Du 31 octobre 2005 au 31 mars 2006	57,37 \$

Les paiements reçus aux termes du contrat à prix fixe sont plafonnés à 575 millions de dollars pour la période se terminant à la plus tardive des dates de remise en service du premier ou du deuxième réacteur. Après la remise à neuf,

les prix seront également rajustés en fonction des variations du coût en capital dans le cadre des projets de remise à neuf et en service.

Aux termes de ce contrat, les ventes de l'électricité produite par les cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs de Bruce B sont assujetties à un prix plancher rajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2007 au 31 mars 2008	46,82 \$
Du 1 ^{er} avril 2006 au 31 mars 2007	45,99 \$
Du 31 octobre 2005 au 31 mars 2006	45,00 \$

Les rentrées de fonds découlant du mécanisme de prix plancher de Bruce B peuvent faire l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels, sur le marché au comptant, sur la durée du contrat. Jusqu'à maintenant, le résultat net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds découlant du mécanisme de prix plancher. Pour réduire encore plus le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu, le 31 décembre 2007, des contrats de vente à prix fixe pour environ 10 200 GWh de sa production de 2008 et 4 900 GWh de celle de 2009.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2008 devrait se situer à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à un peu plus de 80 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du septième réacteur de Bruce B a commencé à la fin de janvier 2008 et la remise en service de ce réacteur devrait avoir lieu en mars 2008. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du cinquième réacteur de Bruce B est prévu vers le début de mai 2008 et devrait se poursuivre jusque vers la fin du deuxième trimestre de 2008. Un arrêt d'exploitation à des fins d'entretien d'un mois est prévu pour le quatrième réacteur de Bruce A à compter de la fin du mois de mars 2008 et un autre, de deux mois celui-là, est prévu pour le troisième réacteur de Bruce A à compter de la mi-septembre 2008.

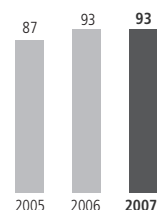
Les associés de Bruce ont convenu que tous les fonds excédentaires provenant de Bruce A et de Bruce B seront distribués mensuellement et que des appels de fonds distincts auront lieu pour les grands projets d'investissement, y compris le projet de remise à neuf et en service de Bruce A.

Désinvestissement de S.E.C. Électricité

TCPL a vendu la totalité de sa participation dans S.E.C. Électricité à EPCOR Utilities Inc. en août 2005, pour un produit de 523 millions de dollars ce qui lui a permis de réaliser un gain de 193 millions de dollars après les impôts. La participation de TCPL dans S.E.C. Électricité avait été à l'origine d'un bénéfice d'exploitation de 29 millions de dollars en 2005.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible des centrales
(à l'exclusion de Bruce Power)
(en pourcentage)



La capacité disponible moyenne pondérée pour l'ensemble des centrales, à l'exception de Bruce Power, a été de 93 % en 2007 et en 2006, comparativement à 87 % en 2005. 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, moins les arrêts pour entretien préventif et correctif. La capacité disponible des centrales des installations énergétiques de l'Ouest avait subi le contrecoup, en 2006 et en 2005, d'une interruption d'exploitation imprévue à la centrale de Bear Creek, laquelle avait été remise en service en août 2006. D'autres travaux d'entretien préventif avaient dû être effectués aux installations de MacKay River en 2005, ce qui avait alors fait régresser encore plus la capacité disponible des installations énergétiques de l'Ouest. Pour leur part, les installations énergétiques de l'Est ont présenté une capacité disponible de 96 % en 2007, ce qui se rapproche du pourcentage pour 2006. Cette capacité était inférieure en 2005 en raison de deux pannes d'importance à la centrale d'OSP.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales⁽¹⁾*Exercices terminés les 31 décembre*

	2007	2006	2005
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	90 %	88 %	85 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	96 %	95 %	83 %
Bruce Power	86 %	88 %	80 %
Participation dans S.E.C. Électricité ⁽⁴⁾	–	–	94 %
Toutes les centrales, à l'exclusion de la participation dans Bruce Power	93 %	93 %	87 %
Toutes les centrales	91 %	91 %	84 %

⁽¹⁾ La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de l'année pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, moins les arrêts pour entretien préventif et correctif.

⁽²⁾ La CAE de Sheerness est incluse dans les installations énergétiques de l'Ouest à compter du 31 décembre 2005.

⁽³⁾ Les résultats de TC Hydro, de Bécancour, de Baie-des-Sables et d'Anse-à-Valleau sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est, respectivement à compter du 1^{er} avril 2005, du 17 septembre 2006, du 21 novembre 2006 et du 10 novembre 2007.

⁽⁴⁾ Les résultats de S.E.C. Électricité sont inclus jusqu'au 31 août 2005.

Stockage de gaz naturel

TCPL est devenue l'un des plus importants fournisseurs de services de stockage de gaz naturel dans l'Ouest canadien à la suite de la mise en service de l'installation de stockage d'Edson le 31 décembre 2006, sa mise en exploitation définitive ayant eu lieu le 1^{er} avril 2007. TCPL possède une capacité de stockage de gaz naturel de 120 Gpi³ en Alberta, ou y détient des droits, y compris une participation de 60 % dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta), installation de stockage exploitée indépendamment. 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 jusqu'en 2030. Les contrats prévoient des droits mutuels 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⁾	32	288
Stockage d'un tiers	38	630
	120	1 643

⁽¹⁾ Représente la participation de 60 % de TCPL dans CrossAlta, installation d'une capacité de 54 Gpi³ et de 480 Mpi³/j.

TCPL est d'avis que les facteurs fondamentaux qui caractérisent présentement la demande sur le marché du stockage de gaz naturel demeurent positifs. La capacité supplémentaire de stockage de gaz de la société devrait aider à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'offrir de la souplesse au chapitre des approvisionnements en gaz naturel, en Alberta 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 si les ressources gazières des régions nordiques devaient être 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 la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers, ainsi que d'achats et de ventes de stocks de gaz naturel exclusif.

En Alberta, TCPL propose un large éventail de possibilités de stockage souples, avec injections et retraits en fonction des besoins des clients, dans le cadre de contrats s'étendant sur plusieurs années. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et les activités de stockage de TCPL sont gage de solutions visant à profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. Les produits ainsi proposés regroupent les contrats de livraison-restitution à court terme, l'entreposage, l'approvisionnement quotidien en période de pointe, et d'autres services connexes. Le résultat découlant des contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers est constaté sur la durée du contrat. Au 31 décembre 2007, TCPL avait conclu des contrats pour environ 74 %, en 2008, et 50 %, en 2009, de la capacité de stockage aménagée de gaz naturel, laquelle totalise 120 Gpi³.

Le 1^{er} avril 2007, TCPL a adopté une convention comptable visant l'inscription à sa juste valeur du gaz naturel stocké dans ses installations, en fonction du prix à terme pour un mois. Les variations de la juste valeur des stocks sont constatées dans le bénéfice net.

Les opérations liées aux stocks de gaz naturel exclusif comprennent un achat à terme de ce gaz 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 une marge, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel. De tels contrats à terme visant le gaz naturel constituent des instruments de couverture 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 le bénéfice net. En 2007, le bénéfice d'exploitation comprenait des gains nets non réalisés de 10 millions de dollars relativement à la variation de la juste valeur du gaz naturel exclusif stocké ainsi que de contrats d'achat et de vente à terme.

À 146 millions de dollars en 2007, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel a augmenté de 53 millions de dollars par rapport à 2006. L'accroissement est en majeure partie le résultat du bénéfice constaté sur un exercice complet d'exploitation des installations d'Edson.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel s'était établi à 93 millions de dollars en 2006, une hausse de 61 millions de dollars comparativement à 2005. L'augmentation s'explique surtout par l'apport supérieur de CrossAlta en raison d'une utilisation accrue et d'écarts plus importants pour le gaz naturel stocké, ainsi que d'un bénéfice tiré de contrats conclus pour la capacité de stockage de gaz naturel de tiers. L'apport au résultat des installations d'Edson a été nul en 2006, ces installations ayant été mises en service le 31 décembre 2006.

ÉNERGIE – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Portlands Energy En 2007, les travaux de construction se sont poursuivis dans le cadre du projet Portlands Energy Centre L.P. (Portlands Energy). Le coût en capital est prévu à environ 730 millions de dollars et l'installation devrait entrer en exploitation en mode simple en juin 2008. À sa réalisation, prévue pour le deuxième trimestre de 2009, cette centrale à cycle combiné devrait fournir de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'OEO.

Halton Hills En 2007, la préparation des lieux et les travaux de construction ont commencé à la centrale de Halton Hills. Le projet prévoit la construction et l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz naturel près de la ville de Halton Hills, en Ontario. TCPL prévoit investir quelque 670 millions de dollars dans le projet, dont la mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2010. L'électricité produite sera vendue à l'OEO aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans.

Cartier énergie éolienne Le parc éolien d'Anse-à-Valleau est entré en exploitation commerciale en novembre 2007, procurant jusqu'à 101 MW d'électricité au réseau d'Hydro-Québec. La construction a été entreprise en 2007 en vue de l'aménagement du parc éolien de Carleton d'une capacité de 110 MW. La mise en exploitation commerciale de Carleton est prévue pour le quatrième trimestre de 2008. Les parcs éoliens d'Anse-à-Valleau et de Carleton sont respectivement les deuxième et troisième phases du projet en six phases et sur plusieurs années de Cartier énergie éolienne situé dans la région de Gaspé, au Québec. La première phase, le parc de Baie-des-Sables est entré en exploitation en novembre 2006 et produit à concurrence de 110 MW d'électricité. Les autres phases du projet de Cartier énergie éolienne seront aménagées pendant la période allant jusqu'en 2012, sous réserve des approbations nécessaires. La capacité de production devrait totaliser 740 MW une fois les six phases réalisées.

Projet éolien Kibby En janvier 2008, la Land Use Regulation Commission, dans l'État du Maine, a voté afin de recommander l'approbation de modifications au zonage et du plan d'aménagement préliminaire présenté par TCPL en vue de la construction, de la possession et de l'exploitation d'un parc éolien dans cet État. Sous réserve de l'approbation des organismes fédéraux et étatiques américains, l'aménagement des nouvelles installations pourrait commencer en 2008, avec une date d'entrée en service pour le projet en 2009-2010.

Bécancour En novembre 2007, TCPL a conclu une entente avec Hydro-Québec afin d'interrompre intégralement sa production d'électricité à la centrale de Bécancour en 2008. L'entente en question a été conclue à la demande d'Hydro-Québec en raison d'une offre excédentaire d'électricité, et elle a été approuvée par la Régie de l'énergie du Québec en décembre 2007. Elle donne en outre la possibilité à Hydro-Québec de prolonger cette interruption en 2009. TCPL touchera des paiements d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal.

Bruce Power En 2007, Bruce Power et l'OEO ont modifié l'accord de remise à neuf en vigueur pour Bruce A afin de permettre l'installation de 480 nouveaux canaux de combustible dans le quatrième réacteur. Le plan d'origine prévoyait l'installation, par Bruce Power, de nouvelles chaudières à vapeur dans les quatre réacteurs de Bruce A, ainsi que le remplacement des canaux de combustible dans les premier, deuxième et troisième réacteurs. En remplaçant aussi ces canaux dans le quatrième réacteur, Bruce Power en prolongera la durée de vie utile prévue, qui s'étendra alors jusqu'en 2036 plutôt que 2017. Aux termes de l'accord ainsi modifié, l'OEO peut, avant le 1^{er} avril 2008, opter de remettre en état et en service trois réacteurs de la centrale.

Les coûts du programme d'investissement modifié pour la remise à neuf avaient été évalués à l'origine à 5,25 milliards de dollars, dont une tranche de 2,75 milliards de dollars pour la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs, alors que le solde de 2,5 milliards de dollars devait être affecté à la remise à neuf des troisième et quatrième réacteurs. En janvier 2008, le projet de remise à neuf et en exploitation des premier et deuxième réacteurs de Bruce A a franchi une étape cruciale alors que la seizième, et dernière, nouvelle chaudière à vapeur a été installée. À la réalisation de cette étape du projet, le financement autorisé pour les premier et deuxième réacteurs est passé de 2,75 milliards de dollars à quelque 3,0 milliards de dollars. À l'heure actuelle, Bruce Power travaille à la préparation d'une estimation exhaustive des coûts en vue de la remise en service des premier et deuxième réacteurs. Il est prévu que cet exercice mènera à une nouvelle augmentation du total de ces coûts pour le projet. De telles augmentations sont assujetties au barème de partage avec l'OEO des coûts en capital en fonction des risques et des économies. Les premier et deuxième réacteurs de Bruce A devraient assurer une production supplémentaire de 1 500 MW à l'achèvement des travaux en 2010.

Au 31 décembre 2007, Bruce A avait engagé des coûts de 1,9 milliard de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des premier et deuxième réacteurs, et d'environ 0,2 milliard de dollars à l'égard de la remise à neuf des troisième et quatrième réacteurs.

Projets de GNL TCPL continue d'aller de l'avant avec des propositions de construire, de posséder et d'exploiter des installations de GNL, notamment dans le cadre du projet de GNL de Broadwater (Broadwater) et du projet de GNL de Cacouna (Cacouna).

Broadwater Le projet de Broadwater, qui est une coentreprise avec Shell US Gas & Power LLC dans laquelle TCPL détient une participation de 50 %, envisage l'édification d'installations de GNL dans les eaux du détroit de Long Island, dans l'État de New York. Le terminal de Broadwater permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, avec une capacité d'expédition moyenne d'environ 1 Gpi³/j de gaz naturel. Tel qu'il est prévu dans le cadre du processus de la FERC, Broadwater a déposé une demande auprès du Département d'État de l'État de New York afin que celui-ci établisse si le projet répond aux exigences de la politique de zonage des côtes de l'État. La décision est attendue au deuxième trimestre de 2008. En janvier 2008, la FERC a rendu public son EIE définitif, confirmant les besoins à l'égard du projet et donnant son appui à l'emplacement choisi compte tenu du marché visé et des objectifs de livraison, en plus de stipuler que les risques du projet en matière de sûreté et de sécurité étaient limités et acceptables. L'EIE définitif a en outre conclu qu'en respectant les règlements et les exigences du pays et de l'État en matière de permis, en prenant les mesures d'atténuation proposées pour Broadwater, et en suivant les recommandations de la FERC, le projet ne sera pas à l'origine d'impacts environnementaux significatifs. Au 31 décembre 2007, la société avait capitalisé un montant de 40 millions de dollars relativement à Broadwater.

Cacouna Le projet de Cacouna, une coentreprise avec Petro-Canada dans laquelle TCPL détient une participation de 50 %, propose l'aménagement d'un terminal méthanier dans le port de Gros-Cacouna, sur le fleuve Saint-Laurent, au

Québec. Le terminal proposé permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, avec une capacité d'expédition moyenne d'environ 500 Mpi³/j de gaz naturel. À la suite d'audiences publiques tenues en 2006, le gouvernement du Québec a approuvé par décret provincial le terminal de Cacouna en juin 2007. Toujours en juin 2007, le projet a obtenu les approbations fédérales requises en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. En septembre 2007, un report de la date de mise en service prévue du terminal de regazéification, de 2010 à 2012, a été annoncé. Ce report est attribuable à la nécessité d'évaluer les incidences des conditions rattachées aux permis, d'examiner la conception des installations à la lumière de la flambée des coûts, et de coordonner le calendrier des travaux avec d'éventuelles sources d'approvisionnement de GNL. En février 2008, le principal fournisseur de GNL éventuel pour le terminal de Cacouna a annoncé qu'il avait mis fin à son projet d'approvisionnement en GNL. Par suite de cette annonce, TCPL et Petro-Canada revoient actuellement leur stratégie dans le cadre du 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 est attribuable aux forces du marché, comme les fluctuations de l'offre et de la demande, elles-mêmes grandement influencées par les conditions météorologiques. 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.

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 de l'Est, ainsi que par l'entremise de sa participation dans Bruce Power. La vente d'électricité sur le marché au comptant de volumes non visés par des contrats est soumise à la volatilité des prix du marché, ce qui influe directement sur les résultats. Bruce B compte d'importants volumes non visés par des contrats de vente d'électricité, volumes qu'elle vend sur le marché de gros au comptant, alors que la production de Bruce A est intégralement vendue à l'OEO, sur le marché au comptant de l'électricité en gros de l'Ontario, aux termes de contrats à prix fixe. L'entreprise de stockage de gaz naturel 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 contractuels de durées variables.

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, pour assurer un rendement d'exploitation fiable et à faible coût à chacune des installations de la société. Des arrêts d'exploitation pour entretien correctif ou encore la durée des interruptions pourraient causer une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes, une réduction des marges, et 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 d'électricité et de gaz naturel. Ces mêmes 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 de la vitesse des vents peut pour sa part avoir une incidence sur le résultat des actifs de Cartier énergie éolienne au Québec.

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. Les changements des conditions et les

phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale, et les ruptures possibles de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont, présentent des risques pour la société.

Exécution et coût en capital

Les programmes de l'entreprise d'énergie, pour ce qui est des mises en chantier en Ontario et Québec, y compris la participation dans Bruce Power, sont soumis à des risques d'exécution et liés au coût en capital. À Bruce Power, le projet de remise en état et en service de quatre réacteurs de Bruce A est en outre soumis à un barème de partage avec l'OEO des coûts en capital en fonction des risques et des économies.

Mise en service d'actifs

Même si tous les actifs nouvellement construits de TCPL doivent être soumis à des essais rigoureux avant leur mise en service, il existe un risque que leur capacité disponible ou leur rendement soit inférieur aux prévisions, plus particulièrement au cours de leur première année d'exploitation.

Réglementation de l'électricité

TCPL exerce ses activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé 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, ou de tentatives de contrôler le marché de gros en favorisant la construction de nouvelles centrales. 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 la gestion des risques au sein de l'entreprise d'énergie.

ÉNERGIE – PERSPECTIVES

Même si TCPL a vendu à terme une part importante de la capacité de ses installations de stockage de gaz naturel, et de la production de ses centrales en Alberta aux termes de CAE, le bénéfice d'exploitation en 2008 pourrait être modifié en cas de changements au prix de l'électricité sur le marché au comptant, aux coûts thermiques, aux conditions hydrologiques, aux écarts de stockage pour le gaz naturel et aux arrêts d'exploitation pour entretien correctif. Le bénéfice d'exploitation des établissements étrangers de l'entreprise de pipelines subit le contrecoup des variations des taux de change. Le bénéfice d'exploitation tiré par TCPL de sa participation dans Bruce B peut être fortement soumis à l'incidence, sur la production non visée par des contrats, des variations des prix de l'électricité sur le marché au comptant. Le bénéfice d'exploitation de Bruce Power devrait profiter de la hausse du volume de production projeté et la baisse des coûts des arrêts d'exploitation en raison d'une durée moindre des interruptions d'exploitation prévues en 2008 par rapport à 2007.

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 bénéfice d'exploitation en 2008. 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 2007 ont totalisé 1,1 milliard de dollars. Au total, en 2008, pour la même entreprise, ces dépenses devraient aussi être d'environ 1,1 milliard de dollars, montant qui comprend les appels de fonds liés au projet de remise à neuf et en exploitation de Bruce A ainsi que la poursuite des travaux à Halton Hills, Portlands Energy et Cartier énergie éolienne.

SIÈGE SOCIAL

APERÇU DES RÉSULTATS DU SIÈGE SOCIAL

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2007	2006	2005
Charges financières indirectes et participations sans contrôle	266	139	131
Intérêts créditeurs et autres produits	(81)	(43)	(29)
Impôts sur les bénéfices	(127)	(61)	(65)
Charges comparables ⁽¹⁾	58	35	37
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	(68)	(72)	–
(Résultat net) charges nettes, après les impôts	(10)	(37)	37

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

Les résultats du siège social rendent compte du montant net des charges suivantes non attribuées aux secteurs d'activité.

- **Charges financières indirectes et participations sans contrôle** Les charges financières directes sont présentées dans les secteurs d'activité respectifs. Elles sont principalement liées aux titres de créance et titres privilégiés se rapportant aux gazoducs détenus en propriété exclusive par la société. Les charges financières indirectes, y compris les incidences du change connexes, sont surtout engagées par le siège social. Le montant de la dette de TCPL et les incidences pour la société des fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change influent directement sur ces coûts.
- **Intérêts créditeurs et autres produits** Les intérêts créditeurs comprennent l'intérêt sur les soldes de caisse investis et sur les remboursements d'impôts. Les gains et les pertes de change liés aux instruments de couverture à l'égard du bénéfice net de la société en dollars américains du secteur du siège social ainsi qu'à ceux liés au fonds de roulement sont également compris dans les intérêts créditeurs et autres produits.
- **Impôts sur les bénéfices** Les recouvrements d'impôts sur les bénéfices comprennent les impôts sur les bénéfices calculés sur les charges nettes du secteur du siège social, ainsi que les remboursements, les nouvelles cotisations et les rajustements à ce titre qui ne sont pas exclus dans le contexte du résultat comparable.

SIÈGE SOCIAL – RÉSULTATS FINANCIERS

En 2007, le résultat net du siège social s'est établi à 10 millions de dollars, comparativement à 37 millions de dollars en 2006 et à des charges nettes de 37 millions de dollars en 2005.

Le résultat net du secteur du siège social comprenait de nouvelles cotisations et des rajustements favorables d'impôts de 68 millions de dollars en 2007 et de 72 millions de dollars en 2006. Exclusion faite de ces rajustements d'impôts, les charges comparables du siège social ont augmenté de 23 millions de dollars, passant de 35 millions de dollars en 2006 à 58 millions de dollars en 2007. Les gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et l'incidence des différences favorables dans les taux d'imposition ont été plus que contrés par la hausse des charges financières, principalement en raison du financement de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes.

L'accroissement du résultat net du secteur du siège social en 2006 comparativement à 2005 est principalement attribuable à des rajustements d'impôts positifs de 72 millions de dollars attribuables aux modifications des lois fiscales, aux nouvelles cotisations et aux rajustements ainsi qu'à l'incidence positive du fléchissement du dollar US.

SIÈGE SOCIAL — PERSPECTIVES

En 2007, les charges nettes du siège social comprenaient de nouvelles cotisations et des rajustements d'impôts qui ne devraient pas avoir lieu en 2008. Les coûts de financement liés aux titres de créance émis en 2007 et les nouveaux titres de créance qui devraient être émis en 2008 pour financer en partie le programme d'investissement de la société devraient faire augmenter les charges nettes du siège social en 2008, hausse qui sera en partie annulée par l'intérêt capitalisé pour les projets en construction. Les résultats du siège social pourraient en outre être touchés par le niveau d'endettement, les taux d'intérêt, les taux de change ainsi que les remboursements et rajustements d'impôts. La valeur du dollar canadien en regard du dollar américain aura une incidence sur les résultats du secteur du siège social, bien que TCPL atténue cette incidence en réduisant le risque à l'égard du dollar américain pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

TCPL n'a tiré aucun bénéfice découlant des activités abandonnées en 2007 et en 2005. Le bénéfice découlant des activités abandonnées s'était chiffré à 28 millions de dollars en 2006 pour rendre compte des règlements dans le cadre de la faillite de Mirant et liés à l'entreprise de commercialisation du gaz dont la société s'est dessaisie en 2001.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

RÉSUMÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2007	2006	2005
Fonds provenant de l'exploitation	2 603	2 374	1 950
Augmentation (diminution) du fonds de roulement lié à exploitation	215	(300)	(48)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 818	2 074	1 902

POINTS SAILLANTS

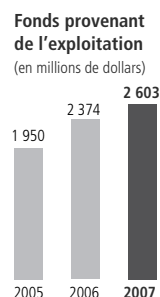
Activités d'investissement

- Pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2007, les dépenses en immobilisations et les acquisitions, y compris les dettes prises en charge, ont totalisé environ 11,0 milliards de dollars.

Dividendes

- Le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2008, 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 2008. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Fonds provenant de l'exploitation

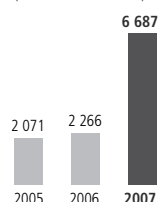


Les fonds provenant de l'exploitation en 2007 se sont chiffrés à 2,6 milliards de dollars, alors qu'ils avaient totalisé 2,4 milliards de dollars en 2006 et 2,0 milliards de dollars en 2005. L'augmentation de 2006 à 2007 est surtout le résultat de la progression du résultat. L'entreprise de pipelines a constitué la principale source de l'augmentation de fonds provenant de l'exploitation pour chacun des trois derniers exercices. L'expansion des activités dans le secteur de l'énergie a également fait augmenter les fonds provenant de l'exploitation en 2007, comparativement à ceux des deux exercices précédents.

Au 31 décembre 2007, la capacité de TCPL de générer à court et à long terme des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, est comparable à ce qu'elle était au cours des derniers exercices.

Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et acquisitions, y compris la dette prise en charge
(en millions de dollars)



En 2007, les dépenses en immobilisations ont totalisé 1 651 millions de dollars, comparativement à 1 572 millions de dollars en 2006 et à 754 millions de dollars en 2005. En 2007, ces dépenses avaient surtout trait à la construction de nouvelles centrales au Canada, à l'aménagement de nouveaux pipelines, notamment Keystone, ainsi qu'à l'entretien des installations et au maintien de la capacité de l'entreprise de pipelines aux États-Unis comme au Canada. En 2006 et en 2005, les dépenses en question portaient principalement sur la construction de nouvelles centrales et de nouvelles installations de stockage de gaz naturel au Canada, de même que sur l'entretien des installations et le maintien de la capacité de l'entreprise de pipelines.

En 2007, TCPL a acquis 100 % d'ANR et une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes, auprès d'El Paso Corporation, au prix de 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, ce qui comprend la dette à long terme d'environ 491 millions de dollars US prise en charge. La participation supplémentaire acquise dans Great Lakes porte la participation de TCPL à 53,6 %. PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation la participation restante dans Great Lakes, soit une tranche de 46,4 %, au prix 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture.

En décembre 2007, PipeLines LP a acheté une participation de 1 % dans Tuscarora en contrepartie d'un paiement de quelque 2 millions de dollars à Sierra Pacific Resources. Dans le cadre d'une opération distincte, PipeLines LP a également acheté la participation de 1 % de TCPL dans Tuscarora en contrepartie d'un paiement d'environ 2 millions de dollars. Par suite de ces opérations, PipeLines LP détient Tuscarora en propriété exclusive. Au 31 décembre 2007, TCPL détenait une participation de 32,1 % dans PipeLines LP.

Au quatrième trimestre de 2007, l'entreprise d'énergie de la société a vendu des terrains en Ontario, auparavant détenus à des fins d'aménagement, en contrepartie d'un produit net de 38 millions de dollars.

En 2006, PipeLines LP avait acheté une participation supplémentaire de 49 % dans Tuscarora, sous réserve des rajustements de clôture, au prix de 100 millions de dollars US, sans compter la prise en charge indirecte de la dette de 37 millions de dollars US. PipeLines LP avait aussi acheté une participation supplémentaire de commandité de 20 % dans Northern Border, au prix de 307 millions de dollars US, sans compter la prise en charge indirecte de la dette de 122 millions de dollars US. TCPL avait vendu sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners L.P. en contrepartie d'un produit de 35 millions de dollars, déduction faite des impôts exigibles.

En 2005, TCPL avait obtenu les droits résiduels pour la capacité de production intégrale de la CAE de Sheerness au prix de 585 millions de dollars, avait investi 100 millions de dollars dans Bruce A dans le cadre de la réorganisation de Bruce Power, avait acquis de USGen New England, Inc. les actifs de TC Hydro au prix de 503 millions de dollars US, et avait ajouté 3,52 % à sa participation dans Iroquois en contrepartie d'un montant de 14 millions de dollars US. TCPL avait vendu sa participation dans S.E.C. Électricité pour un produit de 444 millions de dollars, déduction faite des impôts exigibles, sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy pour un produit de 125 millions de dollars, déduction faite des impôts exigibles, ainsi que de parts de PipeLines LP pour un produit de 102 millions de dollars, déduction faite des impôts exigibles.

Activités de financement

En 2007, TCPL a émis des titres de créance à long terme d'un montant de 2,6 milliards de dollars et pour 1,0 milliard de dollars US de billets subordonnés de rang inférieur, et sa quote-part de la dette à long terme de coentreprises s'est chiffrée à 142 millions de dollars. Par ailleurs, la société a 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 de coentreprises de 157 millions de dollars.

Au 31 décembre 2007, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables non garanties totalisant 2,9 milliards de dollars à l'appui de son programme de papier commercial et à d'autres fins générales. Ces facilités de crédit comprennent ce qui suit :

- En décembre 2007, la facilité de crédit consortiale consentie d'une durée de cinq ans de 1,5 milliard de dollars a été portée à 2,0 milliards de dollars et prorogée jusqu'en 2012. Les frais engagés pour maintenir la facilité de crédit se sont élevés à 2 millions de dollars en 2007 (2 millions de dollars en 2006).

- Au 31 décembre 2007, la société avait accès à une facilité de crédit renouvelable et reportable de cinq ans de 300 millions de dollars US faisant partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada PipeLine USA Ltd. dont il est question ci-dessous sous la rubrique « Activités de financement – Dette à long terme en 2007 ».
- La société dispose en outre de marges à vue de 600 millions de dollars, permettant l'émission de lettres de crédit et lui donnant accès à des liquidités supplémentaires. Au 31 décembre 2007, la société avait affecté environ 334 millions de dollars du total de ces marges de crédit à des lettres de crédit. 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.

Financement par emprunt d'apparentés

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

Au 31 décembre 2007, TransCanada avait émis des billets à escompte en faveur de TCPL d'un montant de 1,2 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars en 2006). Ces billets sont assortis d'un taux d'intérêt de 4,8 % et ils échoient en juin 2008.

Au 31 décembre 2007, TransCanada avait émis deux billets à ordre en faveur de TCPL totalisant 181 millions de dollars. Ces billets sont remboursables sur demande et non productifs d'intérêt.

En février 2007, TCPL a émis un billet à ordre en faveur de TransCanada d'un montant de 700 millions de dollars US portant intérêt au TIOL majoré de 32,5 points de base, qui a servi à financer en partie l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes. L'échéance du billet à ordre était le 9 février 2008 au plus tard. L'encours de 370 millions de dollars US au 31 décembre 2007 a été intégralement remboursé le 7 janvier 2008.

En décembre 2006, TCPL établi une facilité de crédit de trois ans auprès de TransCanada d'un montant de 1 milliard de dollars et portant intérêt au taux préférentiel ou au taux des acceptations bancaires majoré de 65 points de base au gré de TCPL. Les emprunts aux termes de cette facilité peut être affectés au remboursement de la dette ou aux contributions de commandité dans Bruce Power A ou encore aux fonds de roulement et autres fins générales. En octobre 2007, l'accord a été modifié pour porter le montant de la facilité de crédit à 2,5 milliards de dollars. L'accord échoit le 15 décembre 2009. Au 31 décembre 2007, l'encours de cette facilité était de 1,3 milliard de dollars (550 millions de dollars en 2006).

En mai 2003, TCPL a établi, pour les fins générales de l'entreprise, une facilité de crédit renouvelable remboursable à demande auprès de TransCanada de 500 millions de dollars ou l'équivalent en dollars US portant intérêt au taux préférentiel annuel ou au taux de base annuel aux États-Unis. Au 31 décembre 2007, le solde impayé de cette facilité était de 207 millions de dollars (7 millions de dollars en 2006).

En 2007, les charges financières comprenaient des intérêts débiteurs de 72 millions de dollars (3 millions de dollars en 2006) et des intérêts créditeurs de 30 millions de dollars (1 million de dollars en 2006) en raison de ces opérations conclues avec TransCanada. Au 31 décembre 2007, les créditeurs comprenaient des intérêts de 5 millions de dollars à payer à TransCanada (néant en 2006), déduction faite d'intérêts de 2 millions de dollars à recevoir de TransCanada.

Activités de financement – Dette à long terme en 2007

En mars 2007, la société a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'offrir respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US. Au 31 décembre 2007, la société n'avait émis aucun billet à moyen terme conformément au prospectus canadien et, en septembre 2007, elle a remplacé le prospectus préalable américain de mars 2007 par un nouveau prospectus préalable de 2,5 milliards de dollars US. En octobre 2007, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US aux termes du prospectus préalable de 2,5 milliards de dollars US déposé aux États-Unis. Les billets échoient le 15 octobre 2037 et ils portent intérêt au taux de 6,20 %. Un montant de 1,5 milliard de dollars US était toujours disponible aux termes du prospectus américain au 31 décembre 2007.

En juillet 2007, TCPL a exercé son droit de rachat à l'égard des titres privilégiés au taux de 8,25 % et d'un montant de 460 millions de dollars US échéant en 2047. Les titres en question ont été rachetés au comptant et à leur valeur nominale dans le cadre du 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 du règlement quinquennal.

En avril 2007, TCPL a 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 % 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 (TIOL) 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. Le cas échéant, la société ne serait pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres de créance de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres de créance et obligations de TCPL. Les billets subordonnés 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. 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 et pour un montant déterminé par une formule conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants. Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis aux termes du prospectus préalable américain déposé en mars 2007.

En avril 2007, Northern Border a 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 de crédit bancaire a servi au refinancement de billets de premier rang de 150 millions de dollars US échus le 1^{er} mai 2007, le solde pouvant servir au financement de l'exploitation courante de Northern Border.

En mars 2007, ANR Pipeline a 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, en date du 12 avril 2007, ANR Pipeline a radié ces titres de l'inscription auprès de la SEC.

En février 2007, la société a mis en place une facilité de crédit consentie et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et reportable de cinq ans de 300 millions de dollars US. La société a tiré 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 d'une participation supplémentaire dans Great Lakes et pour investir des sommes supplémentaires dans PipeLines LP. Au 31 décembre 2007, un montant de 860 millions de dollars US avait été prélevé sur la facilité de crédit consentie et la marge de crédit à demande avait été intégralement remboursée.

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la réalisation de l'acquisition de Great Lakes. Au 31 décembre 2007, un montant de 507 millions de dollars US demeurait impayé au titre de cette facilité.

En janvier 2008, la société a racheté 105 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,0 %. En octobre 2007, la société a racheté pour 150 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,15 %. En février 2007, la société a racheté des billets à moyen terme à 6,05 % d'un montant de 275 millions de dollars.

Activités de financement – Dette à long terme en 2006

En 2006, TCPL avait réduit sa dette à long terme de 729 millions de dollars, ses billets à payer de 495 millions de dollars et sa quote-part de la dette à long terme de coentreprises d'un montant net de 14 millions de dollars. En janvier 2006, la société avait émis des billets à moyen terme sur 5 ans, échéant en 2011 et comportant un taux d'intérêt de 4,3 %, pour une valeur de 300 millions de dollars. En mars 2006, elle avait émis des billets de premier rang non garantis sur 30 ans, échéant en 2036 et comportant un taux d'intérêt de 5,85 %, pour une valeur de 500 millions de dollars US. En octobre 2006, TCPL avait émis des billets à moyen terme sur 10 ans, échéant en 2016 et comportant un taux d'intérêt de 4,65 %, pour une valeur de 400 millions de dollars.

En avril 2006, PipeLines LP avait prélevé 307 millions de dollars US sur sa facilité de crédit non garantie pour financer la tranche au comptant du prix de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border. En décembre 2006, cette facilité de crédit avait été intégralement remboursée et remplacée par une convention de prêt à terme et de crédit renouvelable consortiale de 410 millions de dollars US, aux termes de laquelle un montant de 397 millions de dollars US avait été prélevé au 31 décembre 2006, dont une partie a servi à financer l'acquisition de participations supplémentaires dans Tuscarora. En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de cette facilité, ainsi qu'il est question ci-dessus.

Activités de financement – Dette à long terme en 2005

En 2005, TCPL avait réduit sa dette à long terme de 1 113 millions de dollars, alors qu'elle avait augmenté ses billets à payer de 416 millions de dollars. Les activités de financement comprenaient une réduction nette de la quote-part de la société de la dette sans droit de recours de coentreprises de 42 millions de dollars. En juin 2005, GTNC avait remboursé l'ensemble des débetures non garanties de premier rang en circulation au taux de 7,8 % et d'un montant de 150 millions de dollars US, ainsi que des débetures non garanties de premier rang au taux de 7,1 % et d'un montant de 250 millions de dollars US. À la suite de la demande présentée, GTNC ne possède plus de titres enregistrés en vertu des lois américaines sur les valeurs mobilières. En juin 2005, GTNC avait aussi réalisé un placement privé multi-tranches de titres d'emprunt de premier rang totalisant 400 millions de dollars US et comportant un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,28 % sur une durée moyenne pondérée d'environ 18 ans. En outre, en 2005, TCPL avait émis pour 300 millions de dollars de billets à moyen terme au taux d'intérêt de 5,1 % et échéant en 2017 conformément au prospectus préalable canadien de la société.

Activités de financement – Capitaux propres en 2007

En 2007, TCPL a émis 48,2 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,8 milliard de dollars. De ce total, 1,5 milliard de dollars a été affecté à l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes.

En 2007, le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un taux d'escompte de 2 % aux participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (RDA) de TransCanada. Ce régime permet aux actionnaires privilégiés de TCPL admissibles de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. À partir du dividende payable en avril 2007, les actions du RDA ont été offertes aux participants à un escompte de 2 % sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes.

En février 2007, Pipelines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part, dont 50 % ont été achetés par TCPL au prix de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans Pipelines LP. À la suite de ces placements supplémentaires, la participation de TCPL dans Pipelines LP a été portée à 32,1 % le 22 février 2007. Au total, le placement privé et la participation supplémentaire de TCPL à titre de commandité 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 d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes.

Dividendes

En 2007, des dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées s'élevant à 725 millions de dollars ont été versés, comparativement à des dividendes de 639 millions de dollars en 2006 et de 608 millions de dollars en 2005.

En janvier 2008, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2008, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada le 30 avril 2008 sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2008. 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 A3, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres de créance non garantis de premier rang de TCPL sont respectivement A, avec perspectives stables, A2, avec perspectives stables, et A-, avec perspectives stables.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Obligations et engagements

Le total de la dette à long terme de la société au 31 décembre 2007 était de 12,9 milliards de dollars, auxquels s'ajoutaient des billets subordonnés de rang inférieur de 1,0 milliard de dollars US, contre une dette à long terme de 11,5 milliards de dollars au 31 décembre 2006. La quote-part de TCPL du total des titres de créance des coentreprises, y compris les obligations au titre de contrats de location-acquisition, au 31 décembre 2007 était de 903 millions de dollars, alors qu'elle atteignait 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2006. Le total des billets à payer au 31 décembre 2007, y compris la quote-part de TCPL des billets à payer des coentreprises, s'établissait à 55 millions de dollars, comparativement à 467 millions de dollars au 31 décembre 2006. La garantie fournie par chaque coentreprise, à l'exception des obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power, 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. TCPL a fourni certaines garanties proportionnelles relativement aux obligations découlant 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⁾	14 568	577	1 965	2 182	9 844
Obligations au titre de contrats de location-acquisition	243	9	23	33	178
Contrats de location-exploitation ⁽²⁾	1 081	49	91	106	835
Obligations d'achat	11 694	3 414	2 657	1 635	3 988
Autres passifs à long terme figurant au bilan	372	10	24	29	309
Total des obligations contractuelles	27 958	4 059	4 760	3 985	15 154

⁽¹⁾ Comprend les billets subordonnés de rang inférieur.

⁽²⁾ Représentent, déduction faite des encaissements de sous-location, les versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel, ainsi que pour une installation de stockage de gaz naturel. Les contrats de location-exploitation des bureaux viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2021. Certains contrats de location-exploitation des bureaux comportent une option de renouvellement allant de un à dix ans. Le contrat de location-exploitation d'une installation de stockage de gaz naturel échoit en 2030. Le locataire a le droit de résilier le contrat à compter du cinquième anniversaire à partir de 2010, ainsi qu'à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Le propriétaire a le droit de résilier le contrat selon le même calendrier à compter de 2015.

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 choses, de la capacité disponible des centrales. La quantité d'électricité achetée aux termes des CAE pour 2007 a été de 440 millions de dollars (499 millions de dollars en 2006; 230 millions de dollars en 2005).

Au 31 décembre 2007, 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					
<i>Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)</i>					
	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	12 933	556	1 619	2 051	8 707
Billets subordonnés de rang inférieur	975	–	–	–	975
Dette à long terme des coentreprises	660	21	346	131	162
Total des remboursements de capital	14 568	577	1 965	2 182	9 844

PAIEMENTS D'INTÉRÊT					
<i>Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)</i>					
	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
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme	10 978	832	1 511	1 339	7 296
Paiements d'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur	588	63	125	125	275
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme des coentreprises	332	55	85	53	139
Total des paiements d'intérêt	11 898	950	1 721	1 517	7 710

Au 31 décembre 2007, les obligations d'achat futures de la société s'établissent approximativement de la façon précisée ci-après.

OBLIGATIONS D'ACHAT⁽¹⁾					
<i>Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)</i>					
	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⁾	719	197	283	133	106
Dépenses en immobilisations ⁽³⁾⁽⁴⁾	1 677	1 107	567	3	–
Divers	153	55	46	46	6
Énergie					
Achats de produits de base ⁽⁵⁾	7 381	1 134	1 278	1 225	3 744
Dépenses en immobilisations ⁽³⁾⁽⁶⁾	1 293	723	354	168	48
Divers ⁽⁷⁾	377	175	83	42	77
Siège social					
Technologie de l'information et autres	94	23	46	18	7
Total des obligations d'achat	11 694	3 414	2 657	1 635	3 988

⁽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 2008. Au-delà de 2008, les taux de demande sont sujets à changement. Les obligations contractuelles 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 ces projets au moyen de la trésorerie de l'exploitation, et si nécessaire au moyen de nouveaux titres de créance.
- ⁽⁴⁾ Il s'agit essentiellement des dépenses en immobilisations liées à la part revenant à TCPL des coûts de construction de Keystone 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⁾ Il s'agit essentiellement des dépenses en immobilisations liées à la part revenant à TCPL des coûts de construction de Halton Hills, de Portlands Energy ainsi que le reste des projets de Cartier énergie éolienne.
- ⁽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.

En 2008, TCPL prévoit capitaliser les régimes de retraite et les autres régimes d'avantages sociaux respectivement dans une mesure d'environ 60 millions de dollars et 14 millions de dollars. L'augmentation prévue en 2008 de la capitalisation totale des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à la retraite comparativement au montant de 61 millions de dollars inscrit en 2007 s'explique surtout par la baisse anticipée du taux de rendement réel des actifs des régimes en 2007 comparativement aux attentes et par les résultats techniques non conformes aux attentes. En 2008, 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 sociaux se situe respectivement à environ 31 millions de dollars et 3 millions de dollars.

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 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 premier et deuxième réacteurs ainsi que de la remise en état des troisième et quatrième réacteurs pour en prolonger la durée de vie utile. La part de TCPL au titre de ces engagements, qui portent sur les quatre exercices compris dans la période se terminant le 31 décembre 2011, s'établit comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

2008	360
2009	151
2010	69
2011	14
	594

Aboriginal Pipeline Group

Le 18 juin 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'APG et TCPL ont conclu un accord régissant le rôle de TCPL dans le cadre du projet de GVM, un projet prévoyant la construction d'un gazoduc depuis Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta, où il se raccorderait au réseau de l'Alberta de la société. Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. À l'heure actuelle, l'estimation de ces coûts s'établit entre 150 millions de dollars et 200 millions de dollars, selon le rythme d'élaboration du projet. Au 31 décembre 2007, TCPL avait avancé une tranche de 137 millions de dollars de ce montant.

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 le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal. Le calendrier de réalisation du projet est incertain et il dépend de la résolution de questions réglementaires et fiscales. La capacité de TCPL de recouvrer son placement dépend de la réalisation du projet.

Éventualités

En 2003, la Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations (CAPLA) et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la *Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario*, une action contre TCPL et Enbridge Inc. pour des dommages de 500 millions de dollars. Ces dommages auraient présumément été subis du fait qu'une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres de la canalisation ait été créée en vertu de l'article 112 de la *Loi de l'Office national de l'énergie*. En novembre 2006, TCPL et Enbridge Inc. ont obtenu un rejet de la cause, mais la CAPLA en a appelé de la décision. La Cour d'appel de l'Ontario a entendu l'appel le 18 décembre 2007 et a différé sa décision. La société continue de croire que la demande n'est pas fondée et elle se défendra vigoureusement. Elle n'a constitué aucune provision pour un passif éventuel. Tout passif, s'il en est, serait traité par le truchement du processus de réglementation.

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 et BPC ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement à des conventions de vente d'électricité, des permis d'exploitation, un contrat de location et des services contractuels. La durée des garanties varie de un an échéant en 2008 à perpétuité.

TCPL et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles relativement à l'accord avec l'OEO au sujet de la remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A. Les garanties faisaient partie de la réorganisation de Bruce Power en 2005 et elles échoient sur une période allant de 2019 à 2036. Au 31 décembre 2007, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties de Bruce Power variait de 711 millions de dollars à un maximum de 750 millions de dollars. La juste valeur estimative de ces garanties est de 12 millions de dollars.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont solidairement garanti le rendement de ces entités, principalement dans le contexte des projets de construction, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2007, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 699 millions de dollars à un maximum de 1 210 millions de dollars. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de celle-ci compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés. Au titre des montants reportés, un montant de 7 millions de dollars l'a été compte tenu de la juste valeur de ces garanties solidaires.

TCPL a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement, sous certaines conditions, du capital et de l'intérêt des titres de créance de 75 millions de dollars US de TransGas émis dans le public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de la convention d'actionnaires, TCPL et une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires faisaient défaut de verser leur apport. Tout paiement effectué par TCPL aux termes de cet accord est converti en capital-actions de TransGas. Le risque éventuel pour la société dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TCPL. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUES FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de liquidité. La fonction de gestion des risques contribue à gérer ces risques. Le principal objectif de gestion des risques de TCPL est de protéger le bénéficiaire et les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur pour les actionnaires.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les autres 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. Le comité de vérification de TCPL 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 des examens réguliers et ponctuels au besoin 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, achète et vend des produits de base, émet des titres de créance 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 de 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 politique de gestion des risques en général afin de gérer les risques de marché qui découlent de ces activités.

Les contrats 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.
- Contrats visant le rendement thermique – contrats prévoyant des achats ou des ventes d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier.

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 et du gaz naturel. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour atténuer ces risques, notamment :

- Pour gérer les risques de marché auxquels elle est exposée 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, et des instruments financiers dérivés.
- Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à moyen et à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements en électricité, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour assurer qu'elle peut gérer l'ensemble de son portefeuille d'actifs avec la souplesse d'exploitation nécessaire.
- La société achète une partie du gaz naturel requis pour ses centrales de cogénération alimentées au gaz naturel 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 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.

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 énergétiques de base afin de déterminer le traitement comptable qui convient. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer s'ils répondent à la définition d'instrument dérivé.

Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats ou aux ventes d'éléments non financiers. 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 en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge dans le cadre d'opérations adossées, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel sur le marché.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Au 31 décembre 2007, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 190 millions de dollars étaient inclus dans le poste Stocks. Le montant constaté dans les produits en 2007 au titre de la variation nette de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif était négligeable. Un gain de 10 millions de dollars a été constaté dans les produits en 2007 au titre de la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de stocks de gaz naturel exclusif.

Risque de change et de taux d'intérêt

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

Une partie du résultat de TCPL provenant des activités des secteurs de l'énergie et des pipelines à l'extérieur du Canada est générée principalement en dollars US et est ainsi assujettie aux variations des taux de change. La valeur du dollar canadien en regard du dollar US peut influencer positivement ou négativement sur le résultat de TCPL, bien que TCPL atténue l'incidence de telles variations en réduisant le risque pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture. Avec l'accroissement de ses activités d'exploitation aux États-Unis, y compris l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes et dans PipeLines LP, TCPL prévoit que le risque lié aux fluctuations du dollar US augmentera.

La société gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations ainsi que le risque de taux d'intérêt touchant le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et 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 société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les prix en raison de sa dette à long terme assortie d'un taux d'intérêt fixe et elle est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie en raison de sa dette à long terme assortie d'un taux variable. Pour gérer son exposition à ces risques, la société a recours à un amalgame de contrats à terme, de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres de créance, à des contrats à terme, à des swaps de devises et à des options libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 décembre 2007, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 4,3 milliards de dollars (4,4 milliards de dollars US) et une juste valeur de 4,4 milliards de dollars (4,5 milliards de dollars US). Les contrats à terme, les swaps et les options sont constatés à leur juste valeur et sont inclus dans les autres actifs.

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)	2007		2006	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal de référence ou en capital
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2009 et 2014)	77	350 US	58	400 US
Options sur dollars US (échéant en 2008)	3	600 US	(6)	500 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2008)	(4)	150 US	(7)	390 US
	76	1 100 US	45	1 290 US

⁽¹⁾ Les autres éléments du résultat étendu en 2007 comprenaient des pertes de change non réalisées de 350 millions de dollars (gains de 6 millions de dollars en 2006; pertes de 34 millions de dollars en 2005) liées à la variation de la valeur des investissements dans des établissements étrangers. Les autres éléments du résultat étendu comprenaient en outre des gains non réalisés de 79 millions de dollars (pertes de 6 millions de dollars en 2006; gains de 15 millions de dollars en 2005) liés à la variation de la valeur des couvertures des investissements dans des établissements étrangers.

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (VaR) pour estimer l'incidence qui pourrait découler de son exposition au risque de marché. 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 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 peuvent être 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 et restreint la capacité de TCPL de gérer ces risques. Le conseil d'administration de la société 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 inférieure à 10 millions de dollars au 31 décembre 2007.

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, pour lequel la contrepartie est redevable à la société, ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de contrepartie est atténué 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, l'établissement d'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.

À la date du bilan, le risque de crédit maximal lié aux contreparties de TCPL correspond principalement à la valeur comptable des actifs financiers autres que des instruments dérivés ainsi qu'à la juste valeur des instruments dérivés compris dans les actifs financiers.

La société détient des contrats pour la vente d'éléments non financiers. Nombre de ces contrats ne répondent pas à la définition d'un instrument financier puisqu'ils donnent lieu à une livraison physique dans le cours normal des activités de la société. Le risque de crédit pour ces contrats non financiers découle du fait qu'une contrepartie pourrait manquer à ses engagements pour ce qui est des montants facturés par TCPL dont elle est redevable. Ces montants facturés sont inclus dans les débiteurs et les autres actifs présentés dans le sommaire des instruments financiers autres que des dérivés qui paraît plus loin dans la présente section. Certains de ces contrats non financiers répondent à la définition d'instrument dérivé, et ils sont constatés à leur juste valeur.

Les valeurs comptables et les justes valeurs des actifs financiers et des instruments dérivés non financiers sont présentées dans le sommaire des instruments financiers autres que des dérivés et le sommaire des instruments financiers dérivés qui paraissent plus loin dans la présente rubrique.

La société ne détient aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée.

Pour certaines réclamations non garanties, la société a conclu des ententes avec certaines filiales de Calpine, d'anciens expéditeurs des réseaux de pipelines de TCPL, qui se sont placés sous la protection de la loi sur la faillite, ainsi qu'il en est décrit plus en détail sous la rubrique « Pipelines – Perspectives » du présent rapport de gestion.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité 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 de liquidité 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 généralement 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 consenties et de marges de crédit à vue ainsi que l'accès aux marchés des capitaux permettent de répondre à ces besoins.

Justes valeurs

La juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme ainsi que des billets à payer se rapproche de leur valeur comptable, du fait 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 au rendement thermique a été calculée au moyen des prix à terme estimatifs pour la période visée.

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

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 ne sont pas disponibles, en actualisant les

paiements futurs de l'intérêt et du capital aux taux d'intérêt estimatifs auxquels la société avait accès au 31 décembre 2007.

Sommaire des instruments financiers autres que des dérivés

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

<i>Au 31 décembre 2007 (en millions de dollars)</i>	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	504	504
Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾	1 231	1 231
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	17	17
	1 752	1 752
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾		
Billets à payer	55	55
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 452	1 452
Dettes à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	13 908	15 334
Dettes à long terme des coentreprises	903	937
Autres passifs à long terme des coentreprises ⁽⁴⁾	60	60
	16 378	17 838

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2007 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des rajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

⁽²⁾ Au 31 décembre 2007, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 018 millions de dollars dans les débiteurs et de 230 millions de dollars dans les autres actifs.

⁽³⁾ Constatés au coût après amortissement, exception faite de la dette à long terme de 150 millions de dollars et de 200 millions de dollars US qui est rajustée à la juste valeur.

⁽⁴⁾ Au 31 décembre 2007, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 434 millions de dollars dans les débiteurs et de 78 millions de dollars dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

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

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire ci-dessous)	2007			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Participation
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction				
Juste valeurs ⁽¹⁾				
Actifs	55 \$	43 \$	11 \$	23 \$
Passifs	(44)\$	(19)\$	(79)\$	(18)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽²⁾				
Achats	3 774	47	–	–
Ventes	4 469	64	–	–
En dollars CA	–	–	–	615
En dollars US	–	–	484 US	550 US
En yen japonais (en milliards)	–	–	9,7 Y	–
Devises	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) non réalisés de l'exercice ⁽³⁾	16 \$	(10)\$	8 \$	(5)\$
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	(8)\$	47 \$	39 \$	5 \$
Dates d'échéance	2008 - 2016	2008 - 2010	2008 - 2012	2008 - 2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Juste valeurs ⁽¹⁾				
Actifs	135 \$	19 \$	– \$	2 \$
Passifs	(104)\$	(7)\$	(62)\$	(16)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽²⁾				
Achats	7 362	28	–	–
Ventes	16 367	4	–	–
En dollars CA	–	–	–	150
En dollars US	–	–	113 US	875 US
Devises	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	(29)\$	18 \$	– \$	3 \$
Dates d'échéance	2008 - 2013	2008 - 2010	2008 - 2013	2008 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt de 2 millions de dollars qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur.

(5) Le bénéfice net en 2007 comprenait des gains de 7 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. Le bénéfice net en 2007 comprenait une perte de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture. La comptabilité de couverture a été abandonnée lorsqu'il est devenu improbable que l'opération anticipée se réalise avant la fin de la période spécifiée initialement.

(6) Les autres éléments du résultat étendu en 2007 comprenaient des gains non réalisés de 42 millions de dollars au titre de la variation de la juste valeur des couvertures des flux de trésorerie.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés présentées au bilan de la société sont les suivantes :

Au 31 décembre (en millions de dollars)	2007
Actif	
Autres actifs à court terme	160
Créditeurs	(144)
Long terme	
Autres actifs	204
Montants reportés	(205)

AUTRES RISQUES

Projets d'aménagement et acquisitions

TCPL demeure axée sur la croissance de son entreprise de pipelines et son entreprise d'énergie par le truchement de projets entièrement nouveaux et d'acquisitions. TCPL capitalise les coûts engagés dans le cadre de certains nouveaux 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 vas 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 existants, il existe un risque que certaines occasions commerciales et synergies opérationnelles ne se matérialisent pas selon les prévisions initiales.

Santé, sécurité et environnement

TCPL s'engage à assurer la santé et la sécurité de ses employés, des contractuels et du grand public ainsi qu'à protéger l'environnement. La santé, la sécurité et l'environnement (SSE) est une priorité pour toutes les activités de TCPL et la société s'engage à être un chef de file en la matière et à prendre les mesures nécessaires pour assurer le respect de ses politiques internes et des exigences réglementaires. Le comité de SSE du conseil d'administration de TCPL surveille le respect de la politique générale de TCPL en matière de SSE au moyen de rapports réguliers. Le système de gestion de SSE de TCPL est fondé 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 sur les secteurs qui présentent des risques importants de SSE dans le cadre des activités commerciales de la société. La direction bénéficie régulièrement de conseils au sujet des 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 ou plus souvent au besoin à la demande du comité de SSE. L'évaluation la plus récente a eu lieu en novembre 2006. Ces évaluations comprennent des entrevues de la haute direction et des employés, la revue des politiques, procédés, objectifs, mesures de rendement ainsi que la préparation de rapports.

Santé et sécurité

En 2007, la fiche de santé et sécurité des employés et entrepreneurs s'est de nouveau améliorée comparativement aux années précédentes et elle s'est située dans l'échelon supérieur des entreprises comparables. Les actifs de la société ont été exploités de façon très fiable en 2007, sans aucun incident ayant des répercussions importantes sur les activités de la société.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ et l'AUC sont comptabilisées selon la méthode d'imputation à l'exercice, et, par conséquent, elles n'influent pas sur le résultat de TCPL. En 2008, la société prévoit engager environ 120 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive, ce qui est quelque peu supérieur au montant dépensé en 2007 et rend compte de l'acquisition d'ANR ainsi que de dépenses légèrement plus élevées au 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 et le matériel associé. Elles sont comparables à celles d'exercices antérieurs.

Environnement

Les activités de TCPL sont assujetties à des lois et règlements environnementaux qui établissent des critères de conformité et des obligations de restauration. Il n'y a aucune ordonnance ni demande ou poursuite importante contre la société en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement. La société croit qu'elle a constitué les provisions appropriées, le cas échéant, au titre de ses responsabilités environnementales.

Les risques environnementaux inhérents aux installations de TCPL comprennent généralement les émissions atmosphériques telles que oxydes d'azote (NO_x), les substances particulières, les gaz à effet de serre, les incidences possibles sur les terres, y compris la remise en état des terrains à la suite de travaux de construction, les rejets, le stockage de produits chimiques et d'hydrocarbures ainsi que la gestion des déchets afin de minimiser les déchets dangereux et les incidences de l'évacuation des eaux. TCPL fait appel à une démarche d'évaluation environnementale axée sur les risques. Toutes les entreprises font l'objet d'une évaluation annuelle et certaines installations et activités sont passées en revue en fonction d'un cycle de un à trois ans selon l'évaluation du risque par la société. Par ailleurs, des inspections des établissements ou installations ont lieu mensuellement, trimestriellement ou annuellement selon l'entité et l'évaluation du risque. En 2007, il n'y a eu aucune question environnementale importante cernée à la suite de ces évaluations.

La politique en matière de changements climatiques continue d'évoluer aux niveaux régional, national et international. Conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation*, les installations industrielles en Alberta sont tenues, depuis le 1^{er} juillet 2007, de réduire de 12 % leur volume d'émissions de gaz à effet de serre. Les installations de TCPL en Alberta sont visées par ce règlement, au même titre que les installations de Sundance et de Sheerness, et par ricochet la société, compte tenu des CAE connexes. Des plans ont été dressés afin de gérer les coûts engagés pour assurer la conformité de ces actifs. Ce règlement ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats de la société. Les coûts de conformité liés au réseau de l'Alberta devraient être recouverts à même les droits payés par les clients. Le recouvrement des coûts de conformité liés aux centrales électriques de la société en Alberta dépendra en dernier ressort des prix de l'électricité sur le marché. En 2007, la société a constaté une charge de 14 millions de dollars pour la période allant du 1^{er} juillet 2007 au 31 décembre 2007 relativement au nouveau règlement environnemental en Alberta.

Une redevance sur les hydrocarbures est entrée en vigueur au Québec le 1^{er} octobre 2007, et c'est surtout la centrale de Bécancour qui devrait être touchée. Des instances réglementaires sont en cours afin d'établir la méthode de collecte de la redevance. La société a inscrit une charge de 2 millions de dollars pour la période allant du 1^{er} octobre 2007 au 31 décembre 2007 relativement à la redevance au Québec.

La Colombie-Britannique a annoncé récemment l'adoption, en juillet 2008, d'une taxe sur le carbone qui devrait s'appliquer à la consommation de combustible aux installations de compression des pipelines de la société dans cette province. Les détails au sujet de l'application de cette taxe sont à l'étude. Les coûts de conformité à ce titre devraient être recouverts à même les droits payés par les clients.

En avril 2007, le gouvernement du Canada a rendu public le Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques. Ce document présente les objectifs à court, à moyen et à long termes de gestion des émissions de gaz à effet de serre et des émissions atmosphériques polluantes au Canada. La société s'attend qu'un certain nombre de ses installations soient touchées par le règlement fédéral à venir sur les changements climatiques, qui sera adopté en vue de répondre aux objectifs visés par le cadre réglementaire. Il est impossible de déterminer à l'heure actuelle si les incidences de ce règlement seront importantes puisque les options de conformité n'ont pas encore été déterminées de façon définitive.

La législation en matière de changement climatique évolue aux échelons fédéral et étatiques aux États-Unis. La société prévoit qu'un certain nombre de ses installations pourraient être visées par ces mesures législatives, mais le calendrier d'application et les objectifs précis demeurent incertains.

La société continue de prendre part aux débats avec des représentants du gouvernement dans les territoires où elle exploite des installations et où une politique sur les changements climatiques est en cours d'élaboration. En outre, TCPL va de l'avant avec ses programmes de gestion des émissions de gaz à effet de serre 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. La société tient compte également des coûts de conformité liés aux règlements environnementaux dans le cadre de son évaluation courante des activités actuelles et de nouvelles occasions de croissance.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Évaluation des contrôles et des procédures de communication de l'information

Les contrôles et les procédures de communication 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 prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, au Canada et aux États-Unis. Cette information est accumulée puis communiquée à la direction, notamment au président et chef de la direction et au chef des finances, afin de permettre la prise des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information.

Au 31 décembre 2007, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par 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 2007.

Rapport annuel de la direction sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière

Les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont un processus conçu par la haute direction, ou sous 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 d'établir 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 selon le cadre de référence du Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. En 2007, la société a fait l'acquisition d'ANR et a commencé à en consolider les activités avec les siennes. La direction a exclu cette entreprise de son évaluation de l'efficacité des contrôles internes de la société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2007. Le bénéfice net attribuable à cette entreprise représentait environ 9 % du bénéfice net consolidé de la société en 2007 et le total de ses actifs globaux représentait environ 12 % du total des actifs consolidés de la société au 31 décembre 2007.

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 2007 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 2007, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TCPL à l'égard de l'information financière qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TCPL.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Pour 2007, le président et chef de la direction de TCPL a fourni à la Bourse de New York l'attestation annuelle du chef de la direction sur le respect, par TCPL, des normes de gouvernance d'entreprise de la Bourse de New York visant les émetteurs étrangers. En outre, 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 2007 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. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir des estimations et hypothèses.

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 prix des services ou activités réglementés doivent être soumis à l'approbation d'un organisme de réglementation, les prix réglementés doivent être conçus de façon à permettre de recouvrer les coûts de la prestation des services ou des produits, et il faut pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des prix 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, pour rendre compte de la façon voulue de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société et, ce faisant, pour que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, 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.

Instruments financiers

Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA) à l'égard du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». Les exigences du manuel de l'ICCA relatives au chapitre 3862 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir » et du chapitre 3863 intitulé « Instruments financiers – présentation » s'appliquent à compter du 1^{er} janvier 2008. Toutefois, la société a décidé d'adopter ces normes à compter du 31 décembre 2007.

Ces normes sont décrites plus en détail sous les rubriques « Gestion du risque et instruments financiers » et « Modifications comptables » du présent rapport de gestion.

Dotation aux amortissements

Les immobilisations corporelles de TCPL 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 2 % et 6 %. Les postes de comptage et les autres immobilisations sont amortis à des taux divers. Le grand équipement et les structures des centrales électriques et 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 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. 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'établissait à 1 179 millions de dollars en 2007 (1 059 millions de dollars en 2006) et touchait principalement l'entreprise de pipelines et l'entreprise d'énergie de la société. 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 par le truchement de la tarification, 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.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2007

Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 1506 intitulé « Modifications comptables », du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3251 intitulé « Capitaux propres », du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». De plus, la société a décidé d'adopter les exigences comptables à l'égard du chapitre 3862 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir », du chapitre 3863 intitulé « Instruments financiers – présentation » et du chapitre 1535 intitulé « Informations à fournir concernant le capital » au 31 décembre 2007 et à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks » au 1^{er} avril 2007. Les rajustements aux états financiers consolidés de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de ces nouvelles normes.

Résultat étendu et capitaux propres

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

Instruments financiers

Tous les instruments financiers doivent initialement être constatés au bilan 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 : placements détenus à des fins de transaction, actifs financiers disponibles à la vente, placements 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 actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés et ils sont conclus dans le but de générer un profit. Un actif ou un passif financier qui ne respecte pas ce critère peut également être désigné comme étant détenu à des fins de transaction. Les instruments détenus à des fins de transaction portant sur l'électricité et le gaz naturel 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 charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits. Au 31 décembre 2007, la société n'avait désigné aucun actif ou passif financier comme étant détenu à des fins de transaction.

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. 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 seront inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La société ne détenait pas d'actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance au 31 décembre 2007.

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 déduction faite de toute baisse de valeur. Les prêts et les créances comprennent principalement les débiteurs et l'encours des prêts 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 intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Charges financières et Charges financières des

coentreprises. Les éléments de cette catégorie d'instruments financiers sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan à leur juste valeur, exception faite de ceux 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 (exemption relative aux achats et aux ventes d'éléments financiers). 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 dans la présente section.

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

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

La société constate les justes valeurs des garanties conjointes et solidaires importantes. Puisqu'il n'est pas possible d'obtenir facilement ces justes valeurs sur le marché libre, 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

Le chapitre 3865 précise les critères à respecter pour utiliser la comptabilité de couverture et comptabiliser chacune des stratégies de couverture permises, notamment : couvertures de la juste valeur, couvertures de flux de trésorerie, et couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans un établissement étranger autonome. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsqu'un instrument dérivé n'est plus admissible à titre de couverture efficace, lorsqu'il prend fin ou qu'il est vendu ou lorsque l'élément couvert est vendu ou prend fin par anticipation.

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 doit évaluer l'efficacité de la couverture au moment de l'entrée en vigueur du contrat et à la date de chaque bilan.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est rajustée 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 de taux de change et de taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres produits et dans les charges financières. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être rajustée et les rajustements 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 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 dans le 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 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 constatés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit l'investissement.

Incidence nette des modifications de conventions comptables

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

Augmentations (diminutions) (en millions de dollars)

Autres actifs à court terme	(127)
Autres actifs	(203)
Créditeurs	(29)
Montant reportés	(75)
Impôts futurs	(42)
Dettes à long terme	(85)
Dettes à long terme des coentreprises	(7)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(96)
Bénéfices non répartis	4

Les principales modifications aux conventions comptables suivies par la société en 2007 pour ce qui est des instruments financiers se rapportaient à l'obligation de constater certains contrats non financiers à leur juste valeur et de porter les coûts de transaction en réduction de la dette à long terme.

Chapitre 3862 Instruments financiers – informations à fournir et chapitre 3863 Instruments financiers – présentation

Les exigences du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* pour le chapitre 3862 « Instruments financiers – informations à fournir » et le chapitre 3863 « Instruments financiers – présentation », ayant remplacé le chapitre 3861 « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », sont en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2008. La société a toutefois choisi d'adopter ces normes le 31 décembre 2007. Les états financiers de la société en date du 31 décembre 2007 renferment les informations supplémentaires nécessaires pour assurer le respect de ces normes.

Chapitre 1535 Informations à fournir concernant le capital

Les exigences du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* pour le chapitre 1535 « Informations à fournir concernant le capital » sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. Cependant, TCPL a choisi d'adopter cette norme le 31 décembre 2007, et elle a fourni, sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion, des informations qualitatives au sujet des objectifs, politiques et procédures de gestion du capital ainsi que des données quantitatives sur le capital en date du 31 décembre 2007.

Stocks de gaz naturel exclusif et constatation des produits

Les exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks » sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2008. La société a cependant choisi d'adopter cette norme le 1^{er} avril 2007, et elle a commencé à évaluer ses stocks de gaz naturel exclusif à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'une entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. TCPL ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1^{er} avril 2007. Elle constate les résultats liés à ses stocks de gaz naturel exclusif dans les produits, déduction faite des achats de produits de base revendus. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif sont constatées dans les stocks et les produits.

Modifications comptables futures

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permet la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, sera retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéficiaires » a été modifié pour exiger la constatation des passifs et des actifs d'impôts futurs. Par suite de ces modifications, TCPL devra constater les passifs et les actifs d'impôts futurs plutôt que d'utiliser la méthode des impôts exigibles, et la société constatera un rajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. Si la méthode du report d'impôts variable avait été utilisée au 31 décembre 2007, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 138 millions de dollars auraient été inscrits, et ils auraient pu être recouverts au moyen des produits futurs. Ces changements seront appliqués prospectivement à partir du 1^{er} janvier 2009.

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (CNC) de l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes adopteront les Normes internationales d'information financière (IRFS) établies par le Conseil des normes comptables internationales (CNCI). Les IFRS exigeront la présentation d'informations supplémentaires dans les états financiers et, bien que l'organisme ait recours à un cadre contextuel qui s'apparente aux PCGR du Canada, les entreprises devront tenir compte des différences dans les principes comptables. TCPL est en voie d'évaluer l'incidence de l'annonce du CNC sur ses états financiers.

Actifs incorporels

Pour les exercices ouverts le ou après le 1^{er} octobre 2008, le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* a adopté des révisions aux normes visant les actifs incorporels. Ces révisions ont pour objet de faire en sorte que la définition d'actif incorporel dans les PCGR du Canada concorde avec celle des IFRS et des PCGR des États-Unis. Le chapitre 1000 intitulé « Fondements conceptuels des états financiers » a été révisé de façon à supprimer le libellé qui permettait de constater les actifs qui ne respecteraient pas autrement la définition d'actif et à ajouter les recommandations du CNCI « Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements » pour faciliter la distinction entre les actifs et les charges. Le chapitre 3064 intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels développés à l'interne. Le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » sera retiré du Manuel. La société ne prévoit pas que ces modifications auront une incidence importante sur ses états financiers.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES⁽¹⁾				
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2007			
	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	2 189	2 187	2 208	2 244
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires				
Activités poursuivies	373	320	254	263
Activités abandonnées	–	–	–	–
	373	320	254	263
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué				
Activités poursuivies	0,69 \$	0,60 \$	0,49 \$	0,50 \$
Activités abandonnées	–	–	–	–
	0,69 \$	0,60 \$	0,49 \$	0,50 \$
<hr/>				
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2006			
	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	2 091	1 850	1 685	1 894
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires				
Activités poursuivies	268	293	244	244
Activités abandonnées	–	–	–	28
	268	293	244	272
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué				
Activités poursuivies	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,50 \$
Activités abandonnées	–	–	–	0,06
	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,56 \$

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

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

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 ainsi que le résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, 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 l'entreprise d'énergie, principalement constitué de participations de la société dans des centrales et dans des installations de stockage non réglementées, les produits et le résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Suivent les éléments notables ayant influé sur le résultat net par trimestre en 2007 et en 2006.

- Le résultat net du premier trimestre de 2006 comprenait un règlement de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) reçu dans le cadre de la faillite d'un ancien expéditeur sur le réseau GTN.
- Au deuxième trimestre de 2006, le résultat net comprenait des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars découlant de réductions des taux fédéral et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le résultat net

comprenait également un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de la société dans Northern Border Partners, L.P.

- Le résultat net du troisième trimestre de 2006 tenait compte d'une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales, et des modifications des estimations.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2006 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant de quelque 12 millions de dollars.
- Le résultat net du premier trimestre de 2007 comprend des rajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars. De plus, le résultat net de l'entreprise de pipelines comprend la contribution découlant de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes depuis le 22 février 2007. Le résultat net de l'entreprise d'énergie comprend le résultat des installations de gaz naturel d'Edson, entrées en exploitation le 31 décembre 2006.
- Au deuxième trimestre de 2007, le résultat net comprend un montant de 16 millions de dollars (4 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 12 millions de dollars pour le siège social) lié à des rajustements favorables d'impôts découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux prévus au Canada. Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2007 comprend des nouvelles cotisations d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs.
- Au quatrième trimestre de 2007, le résultat net comprend un montant de 56 millions de dollars (30 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 26 millions de dollars pour le siège social) lié à des rajustements favorables d'impôts découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux prévus au Canada ainsi que d'autres modifications législatives, en plus de comprendre un gain de 14 millions de dollars (16 millions de dollars avant les impôts) à la vente de terrains auparavant détenus à des fins d'aménagement. Le résultat net de l'entreprise de pipelines a augmenté en raison de l'inscription d'un résultat supplémentaire lié au règlement du dossier pour le réseau GTN, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2007

RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS		
Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires		
<i>(en millions de dollars)</i>	2007	2006
Résultat net de l'entreprise de pipelines	202	126
Résultat net de l'entreprise d'énergie		
Résultat comparable ⁽¹⁾	114	132
Postes particuliers :		
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	30	–
Gain à la vente de terrains	14	–
Résultat net	158	132
Résultat net du siège social		
Résultat comparable ⁽¹⁾	(13)	(2)
Poste particulier :		
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	26	12
Résultat net	13	10
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	373	268
Résultat comparable⁽¹⁾	303	256
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Nouvelles cotisations et rajustements d'impôts	56	12
Gain à la vente de terrains	14	–
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	373	268

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

Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net revenant aux actionnaires et le résultat net de TCPL ont atteint 373 millions de dollars, comparativement à 268 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, pour une augmentation de 105 millions de dollars. Cette hausse rend compte de l'incidence de rajustements d'impôts favorables de 56 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 découlant de modifications à la législation fiscale canadienne, comparativement à un remboursement d'impôts sur les bénéfices et aux intérêts connexes de 12 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006. Le relèvement s'explique aussi par le résultat supplémentaire découlant de l'acquisition d'ANR en février 2007 et de la mise en exploitation de la centrale d'Edson en décembre 2006, par l'incidence positive des règlements de dossier tarifaire conclus pour le réseau GTN et le réseau principal au Canada, par le gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) réalisé à la vente de terrains, ainsi que par la baisse des frais d'exploitation du réseau de l'Alberta. Le repli des prix réalisés pour l'électricité en Alberta et le recul de l'apport de Bruce Power ont en partie annulé ces augmentations du résultat net du quatrième trimestre de 2007 comparativement à celui du quatrième trimestre de 2006.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 a atteint 303 millions de dollars, alors qu'il avait été de 256 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Il ne tient pas compte de l'incidence favorable des rajustements d'impôts de 56 millions de dollars et de 12 millions de dollars respectivement pour les quatrième trimestre de 2007 et le trimestre correspondant de 2006, ni du gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains au quatrième trimestre de 2007.

Pour l'entreprise de pipelines, le résultat net s'est établi à 202 million de dollars au quatrième trimestre de 2007, soit une hausse de 76 millions de dollars comparativement au chiffre de 126 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2006. L'accroissement du bénéfice découlant de l'acquisition d'ANR, l'incidence positive des

règlements de dossier tarifaire, tant pour le réseau GTN que pour le réseau principal au Canada, et la baisse des frais d'exploitation pour le réseau de l'Alberta ont favorisé la progression du résultat.

Au quatrième trimestre de 2007, le résultat net du réseau principal au Canada a augmenté de 12 millions de dollars par rapport à 2006 pour atteindre 72 millions de dollars. Cette hausse rend compte de l'incidence du règlement du dossier tarifaire quinquennal pour le réseau principal au Canada s'appliquant à la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011. Le résultat net pour le réseau principal au Canada a profité d'incitatifs axés sur le rendement et d'économies au chapitre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration outre l'amélioration découlant de l'accroissement du ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé prévu dans le règlement en question. Tout cela a été contré en partie par les répercussions négatives d'un recul du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé, établi à 8,46 % en 2007 (8,88 % en 2006), ainsi que de la base tarifaire moyenne.

Le résultat net du réseau de l'Alberta au quatrième trimestre de 2007 a augmenté de 7 millions de dollars, comparativement au trimestre correspondant de 2006, pour atteindre 41 millions de dollars, ce qui s'explique surtout par les économies réalisées au chapitre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, lesquelles ont été partiellement neutralisées par une réduction de la base tarifaire ainsi que du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé en 2007. Le résultat en 2007 tient compte d'un taux de rendement de 8,51 %, contre un taux de rendement de 8,93 % en 2006, alors que le ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé est demeuré à 35 %.

Le résultat comparable de GTN au quatrième trimestre de 2007 s'est chiffré à 32 millions de dollars, soit 25 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2006, en raison principalement de l'incidence positive du règlement du dossier tarifaire. GTN a constaté l'incidence sur un exercice complet du règlement du dossier tarifaire au quatrième trimestre de 2007 à la réception de l'approbation de la FERC en janvier 2008. L'incidence positive du dossier tarifaire sur le résultat net a été atténuée en partie par l'incidence de la baisse des volumes garantis sous contrat à long terme et du fléchissement du dollar américain en 2007. De plus, l'accroissement du résultat comparable en 2007 a subi le contrecoup de la provision supérieure constituée au cours du même exercice pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels d'une filiale de Calpine qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite.

Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 158 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007, soit 26 millions de dollars de plus que les 132 millions de dollars inscrits pour la même période en 2006. Le résultat net du quatrième trimestre de 2007 comprenait un montant de 30 millions de dollars au titre de nouvelles cotisations et de rajustements d'impôts favorables, un gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) réalisé à la vente de terrains, les prix et les volumes supérieurs pour Bruce B ainsi que les produits tirés de l'installation d'Edson, qui est entrée en exploitation en décembre 2006. Ces gains ont été annulés en partie par le recul des prix réalisés pour l'électricité des établissements énergétiques de l'Ouest en général ainsi que par la baisse des volumes et la hausse des jours d'arrêts d'exploitation et des coûts pour Bruce A.

Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 58 millions de dollars, soit 51 millions de dollars de moins que pour le trimestre correspondant de 2006. Cette baisse est surtout le fait d'un recul des prix réalisés pour l'électricité en général ainsi que des coûts thermiques dans le contexte d'une hausse du volume de l'électricité vendue sans contrat, le tout partiellement neutralisé par la régression des coûts liés aux CAE. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont diminué de 47 % (55 \$/MWh) au quatrième trimestre de 2007 comparativement au trimestre correspondant de 2006. Il s'est agi du principal facteur ayant contribué à un recul de quelque 43 % des coûts thermiques, lequel recul a été contré en partie par une diminution de 11 % (0,73 \$/GJ) du prix moyen du gaz naturel sur le marché au comptant en Alberta au quatrième trimestre de 2007 comparativement au trimestre correspondant de 2006.

À 66 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est au quatrième trimestre de 2007 a augmenté de 11 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006. Cet accroissement s'explique essentiellement par les paiements reçus au titre du MCT nouvellement conçu en Nouvelle-Angleterre ainsi que par une progression du résultat découlant de la hausse du volume des ventes à des clients des secteurs commercial ou industriel. Ces aspects positifs ont été partiellement neutralisés par une baisse de la production aux installations de TC Hydro, qui avaient profité de débits supérieurs à la normale au quatrième trimestre de 2006.

Le bénéfice d'exploitation tiré de Bruce Power pour le quatrième trimestre de 2007 s'est chiffré à 43 millions de dollars, soit 16 millions de dollars de moins que pour le quatrième trimestre de 2006. Ce recul s'explique par la baisse des volumes de la production et l'accroissement des frais d'exploitation découlant de l'augmentation marquée des jours

d'exploitation pour entretien préventif à Bruce A, par les coûts supérieurs des avantages postérieurs à l'emploi ainsi que par les montants inférieurs de l'amortissement du prix d'achat positif relativement à l'échéance de conventions de vente d'électricité. Ces effets négatifs ont été contrés en partie par la progression des prix réalisés et des volumes de production ainsi que par la compression des frais d'exploitation en raison du nombre réduit de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B.

À 57 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2007, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel a augmenté de 27 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2006. L'accroissement est en majeure partie le résultat du bénéfice constaté à l'égard de l'exploitation de l'installation d'Edson entrée en exploitation en décembre 2006. Le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2007 comprenait un gain non réalisé net de 15 millions de dollars provenant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif, de contrats d'achat à terme et de contrats de vente à terme.

Le résultat net pour le siège social au quatrième trimestre de 2007 a été de 13 millions de dollars, comparativement à 10 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2006. La progression s'explique surtout par des rajustements favorables d'impôts de 26 millions de dollars, à la suite de l'adoption d'une loi fédérale au quatrième trimestre de 2007 modifiant les taux d'imposition des sociétés au Canada, plutôt que la constatation de remboursements d'impôts et d'intérêts connexes de 12 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Par ailleurs, les gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et l'incidence des différences favorables dans les taux d'imposition sont autant de facteurs ayant contribué à faire progresser le résultat net. Ces gains ont néanmoins été plus qu'annulés par la hausse des charges financières attribuables au financement de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes. Les charges comparables du secteur du siège social se sont élevées à 13 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 et à 2 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2006, montants qui excluent les rajustements favorables d'impôts pour ces deux périodes.

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Au 25 février 2008, TCPL avait 533,0 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 2007 est présenté sous la rubrique « Points saillants des résultats financiers des huit derniers exercices » dans la section sur les renseignements complémentaires du rapport annuel de la société.

GLOSSAIRE

AGIA	<i>Alaska Gasline Inducement Act</i>	Keystone É.-U.	TransCanada Keystone Pipeline LP
ANR	American Natural Resources Company et ANR Storage Company, collectivement	km	Kilomètre
ANR Pipeline	ANR Pipeline Company	LGN	Liquide de gaz naturel
APG	Aboriginal Pipeline Group	LPN	<i>Loi sur le pipe-line du Nord du Canada</i>
AUC	Alberta Utilities Commission	MCT	Marché de capacité à terme
b/j	Barils par jour	Mirant	Mirant Corporation et certaines de ses filiales
BPC	BPC Generation Infrastructure Trust	Moody's	Moody's Investors Service
Broadwater	Projet de GNL de Broadwater	Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
Bruce A	Bruce Power A L.P.	MW	Mégawatt
Bruce B	Bruce Power L.P.	MWh	Mégawatt-heure
Bruce Power	Bruce A et Bruce B, collectivement	NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	Northern Border	Northern Border Pipeline Company
Cacouna	Projet de GNL de Cacouna	NW Natural	Northwest Natural Gas Company
CAE	Convention d'achat d'électricité	OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
Calpine	Calpine Corporation	ONÉ	Office national de l'énergie
Cameco	Cameco Corporation	OSP	Ocean State Power
CAPLA	Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations	Paiton Energy	P.T. Paiton Energy Company
CPUC	California Public Utilities Commission	Palomar	Palomar Gas Transmission LLC
CrossAlta	CrossAlta Gas Storage & Services Ltd.	PCGR	Principes comptables généralement reconnus
É.-U.	États-Unis	PipeLines LP	TC PipeLines, LP
EPCOR	EPCOR Utilities Inc.	Portland	Portland Natural Gas Transmission System
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta	Portlands Energy	Portlands Energy Centre L.P.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	RDA	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.	Réseau GTN	Réseau de Gas Transmission Northwest
Gas Pacifico	Gasoducto del Pacífico S.A.	Résultat net	Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies
GJ	Gigajoule	S.E.C. Électricité	S.E.C. TransCanada Électricité
GNL	Gaz naturel liquéfié	SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
Gpi ³	Milliard de pieds cubes	STEP	Projet d'élargissement de la capacité de stockage
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour	TCPL ou la société	TransCanada PipeLines Limited
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership	TCPM	TransCanada Power Marketing Ltd.
GTN	Réseau GTN et North Baja, collectivement	TIOL	Taux interbancaire offert à Londres
GTNC	Gas Transmission Northwest Corporation	TQM	Réseau de Trans Québec & Maritimes Inc.
GVM	Gazoduc de la vallée du Mackenzie	TransCanada	TransCanada Corporation
GWh	Gigawatt-heure	TransGas	TransGas de Occidente S.A.
Halton Hills	Centrale électrique de Halton Hills	Tuscarora	Tuscarora Gas Transmission Company
INNERGY	INNERGY Holdings S.A.	Ventures LP	TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership
Iroquois	Iroquois Gas Transmission System, L.P.		
Keystone	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone Canada) et TransCanada Keystone Pipeline GP, LLC (Keystone É.-U.), collectivement		
Keystone Canada	TransCanada Keystone Limited Partnership		

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 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 ils 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 qui se fonde sur les résultats financiers de la société, lesquels ont été établis conformément aux PCGR du Canada. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière de la société pour les exercices 2007 et 2006, 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 2006 et 2005.

La direction a conçu et maintient un système de contrôles comptables internes 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 comptables internes, 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 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 selon le cadre de référence du Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. En 2007, TCPL s'est portée acquéreur d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) et elle a par la suite consolidé l'exploitation d'ANR avec celle de la société. La direction a exclu cette entreprise de son évaluation de l'efficacité des contrôles internes de la société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2007. Le bénéfice net attribuable à cette entreprise représentait environ 9 % du bénéfice net consolidé de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 et le total de ses actifs globaux représentait environ 12 % du total des actifs consolidés de la société au 31 décembre 2007.

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 2007 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 qui ne sont pas reliés à la société et qui n'en sont pas des dirigeants. Au cours d'un exercice, le comité de vérification rencontre au moins six fois la direction 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. Ce comité examine 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 externes ont entière liberté de communiquer avec le comité de vérification sans 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 à l'actionnaire.

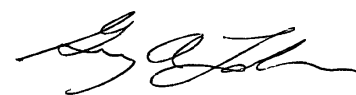
L'actionnaire a nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., vérificateurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR du Canada. 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 25 février 2008

Le vice-président directeur et
chef des finances,



Gregory A. Lohnes

**Rapport des
vérificateurs****À l'actionnaire de TransCanada PipeLines Limited**

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada PipeLines Limited aux 31 décembre 2007 et 2006 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 2007. 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. En ce qui a trait aux états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, nous avons également effectué nos vérifications selon les 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 2007 et 2006, 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 2007 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

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

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 25 février 2008

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2007	2006	2005
Produits	8 828	7 520	6 124
Charges d'exploitation			
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	3 030	2 411	1 825
Achats de produits de base revendus	1 959	1 707	1 232
Amortissement	1 179	1 059	1 017
	6 168	5 177	4 074
	2 660	2 343	2 050
Autres charges (produits)			
Charges financières (note 9)	961	828	837
Charges financières des coentreprises (note 10)	75	92	66
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 7)	(17)	(33)	(247)
Intérêts créditeurs et autres produits	(133)	(123)	(63)
Gains à la vente d'actifs (note 8)	(16)	(23)	(445)
	870	741	148
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 790	1 602	1 902
Impôts sur les bénéfices (note 19)			
Exigibles	429	300	550
Futurs	54	175	60
	483	475	610
Participations sans contrôle (note 15)	75	56	62
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 232	1 071	1 230
Bénéfice net découlant des activités abandonnées (note 26)	–	28	–
Bénéfice net	1 232	1 099	1 230
Dividendes sur les actions privilégiées	22	22	22
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	1 210	1 077	1 208
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires			
Activités poursuivies	1 210	1 049	1 208
Activités abandonnées	–	28	–
	1 210	1 077	1 208

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)

	2007	2006	2005
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 232	1 099	1 230
Amortissement	1 179	1 059	1 017
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en excédent des distributions reçues (note 7)	(1)	(9)	(71)
Impôts futurs (note 19)	54	175	60
Participations sans contrôle (note 15)	75	56	62
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges (note 22)	43	(31)	(9)
Gains à la vente d'actifs, déduction faite des impôts exigibles (note 8)	(14)	(11)	(318)
Autres	35	36	(21)
	2 603	2 374	1 950
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation (note 23)	215	(300)	(48)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 818	2 074	1 902
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(1 651)	(1 572)	(754)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise (note 8)	(4 223)	(470)	(1 317)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles (note 8)	35	23	671
Montants reportés et autres	(349)	(95)	65
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(6 188)	(2 114)	(1 335)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (notes 16 et 17)	(725)	(639)	(608)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(66)	(50)	(52)
Avances de (remboursés à) la société mère	389	40	(36)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(412)	(495)	416
Dettes à long terme émises	2 631	2 107	799
Réduction de la dette à long terme	(1 088)	(729)	(1 113)
Dettes à long terme émises par des coentreprises	142	56	38
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(157)	(70)	(80)
Billets subordonnés de rangs inférieurs émis	1 107	–	–
Titres privilégiés rachetés	(488)	–	–
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission (note 17)	1 842	–	80
Parts de sociétés en commandite émises par une filiale (note 8)	348	–	–
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	3 523	220	(556)
Incidence des modifications du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(50)	9	11
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	103	189	22
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	401	212	190
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	504	401	212

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)

	2007	2006
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	504	401
Débiteurs	1 116	1 001
Stocks	497	392
Montant exigible de TransCanada Corporation (note 25)	835	478
Autres	188	297
	3 140	2 569
Placements à long terme (note 7)	63	71
Immobilisations corporelles (note 4)	23 452	21 487
Écart d'acquisition	2 633	281
Autres actifs (note 5)	1 877	1 978
	31 165	26 386
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 20)	55	467
Créditeurs	1 769	1 510
Intérêts courus	260	264
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 9)	556	616
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an (note 10)	30	142
	2 670	2 999
Montant à rembourser par TransCanada Corporation (note 25)	1 307	550
Montants reportés (note 12)	1 107	1 029
Impôts futurs (note 19)	1 193	876
Dette à long terme (note 9)	12 377	10 887
Dette à long terme des coentreprises (note 10)	873	1 136
Billets subordonnés de rang inférieur (note 11)	975	
Titres privilégiés (note 14)	–	536
	20 502	18 013
Participations sans contrôle (note 15)	610	366
Capitaux propres		
Actions privilégiées (note 16)	389	389
Actions ordinaires (note 17)	6 554	4 712
Surplus d'apport	281	277
Bénéfices non répartis	3 202	2 719
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(373)	(90)
	2 829	2 629
	10 053	8 007
Engagements, éventualités et garanties (note 24)		
Événements postérieurs (note 27)		
	31 165	26 386

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)

	2007	2006	2005
Bénéfice net	1 232	1 099	1 230
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts			
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(350)	6	(34)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	79	(6)	15
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	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⁾	42	–	–
Autres éléments du résultat étendu	(187)	–	(19)
Résultat étendu	1 045	1 099	1 211

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 101 millions de dollars en 2007 (charge de 3 millions de dollars en 2006; charge de 13 millions de dollars en 2005).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 41 millions de dollars en 2007 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2006; charge de 8 millions de dollars en 2005).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 27 millions de dollars en 2007.

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 23 millions de dollars en 2007.

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>	Rajustement de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2004	(71)	–	(71)
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(34)	–	(34)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	15	–	15
Solde au 31 décembre 2005	(90)	–	(90)
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	6	–	6
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(6)	–	(6)
Solde au 31 décembre 2006	(90)	–	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers ⁽³⁾	–	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(350)	–	(350)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	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⁾⁽⁶⁾	–	42	42
Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 101 millions de dollars en 2007 (charge de 3 millions de dollars en 2006; charge de 13 millions de dollars en 2005).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 41 millions de dollars en 2007 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2006; charge de 8 millions de dollars en 2005).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 44 millions de dollars en 2007.

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 27 millions de dollars en 2007.

⁽⁵⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 23 millions de dollars en 2007.

⁽⁶⁾ Le montant des gains et des pertes liés aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui sera reclassé dans le bénéfice net en 2008 ne devrait pas être important.

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)

	2007	2006	2005
Actions privilégiées			
Solde au début et à la fin de l'exercice	389	389	389
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	4 712	4 712	4 632
Produit de l'émission d'actions (note 17)	1 842	–	80
Solde à la fin de l'exercice	6 554	4 712	4 712
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	277	275	270
Émission d'options sur actions	4	2	5
Solde à la fin de l'exercice	281	277	275
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	2 719	2 267	1 653
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers (note 2)	4		
Bénéfice net	1 232	1 099	1 230
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Dividendes sur les actions ordinaires	(731)	(625)	(594)
Solde à la fin de l'exercice	3 202	2 719	2 267
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices			
Solde au début de l'exercice	(90)	(90)	(71)
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers (note 2)	(96)		
Autres éléments du résultat étendu	(187)	–	(19)
Solde à la fin de l'exercice	(373)	(90)	(90)
Total des capitaux propres	10 053	8 007	7 553

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

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TransCanada PipeLines Limited (la société ou TCPL) est 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 possède et exploite les participations suivantes :

- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière de l'Alberta 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 gazoducs qui s'étend des gisements en exploitation situés principalement en Oklahoma, au Texas, en Louisiane et dans le golfe du Mexique 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, en passant par les États de l'Idaho, de Washington et de l'Oregon (réseau 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 les États-Unis puis jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et les États-Unis et depuis la frontière de l'Alberta vers l'Ouest jusque dans le sud-est de la Colombie-Britannique (Foothills);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine près d'Ehrenberg, en Arizona, pour aboutir à la frontière entre la Basse-Californie, au Mexique, et la Californie (North Baja);
- 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);
- une participation 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 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 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 32,1 % dans TC PipeLines, LP (PipeLines LP), qui détient les participations suivantes :
 - une participation de 46,4 % dans Great Lakes; TCPL détient une participation de 68,5 % dans Great Lakes par le truchement de PipeLines LP et de participations indirectes;
 - 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); TCPL a commencé à exploiter, en avril 2007, le réseau de Northern Border, dans lequel elle détient une participation effective de 16,1 % 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); TCPL exploite Tuscarora, dans lequel elle détient une participation effective de 32,1 % par le truchement de PipeLines LP.

L'entreprise de pipelines détient par ailleurs les placements de la société dans d'autres pipelines et projets pipeliniers, notamment :

- 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, dans la région centrale de la Colombie, jusqu'à Cali, dans le sud-ouest de ce pays (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 Pacifico) ainsi qu'une société de commercialisation du gaz naturel industriel établie à Concepción (INNERGY);
- une participation de 50 % dans un pipeline en construction qui transportera 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 (Keystone).

Énergie

L'entreprise d'énergie construit, possède et exploite des centrales électriques et vend l'électricité. L'entreprise d'énergie détient par ailleurs des placements dans d'autres centrales électriques, des installations de stockage de gaz naturel non réglementées et des participations dans des projets de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) en Amérique du Nord. Elle exerce les activités suivantes au Canada et aux États-Unis :

Par l'entremise du secteur de l'énergie, TCPL possède et exploite :

- 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);
- des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta situées à Carseland, à Redwater, à Bear Creek et à MacKay River;
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick (Grandview);
- une centrale électrique alimentée à la chaleur résiduelle faisant partie de l'installation de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (Cancarb);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec (Bécancour);
- une installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta (Edson).

TCPL possède, mais n'exploite pas :

- une participation de 48,7 % et une participation de 31,6 % respectivement dans les centrales nucléaires de Bruce Power A L.P. (Bruce A) et de Bruce Power L.P. (Bruce B) (collectivement, Bruce Power), situées près du lac Huron, en Ontario;
- une participation de 60 % dans une installation de stockage de gaz naturel souterraine située près de Crossfield, en Alberta (CrossAlta);
- une participation de 62 % dans deux (Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau) de six parcs éoliens en Gaspésie, au Québec (Cartier énergie éolienne).

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

- 100 % de la production 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 des projets en construction :

- une participation de 62 % dans Carleton, troisième parc éolien du projet en six phases de Cartier énergie éolienne au Québec;
- une participation de 50 % dans une centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près du centre-ville de Toronto, en Ontario (Portlands Energy);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près de Toronto (Halton Hills).

NOTE 1 CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction, conformément aux PCGR du Canada. 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 présents états financiers, TCPL doit avoir recours à des estimations et 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 à jour et fait preuve d'un degré élevé de jugement pour formuler ces estimations. 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 résumées ci-après.

Règles de présentation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de TCPL et les comptes de ses filiales et ils englobent sa quote-part des comptes des coentreprises. 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. La société consolide sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP et sa participation de 61,7 % dans le réseau de Portland Natural Gas Transmission (Portland), et la participation des autres partenaires est incluse dans les participations sans contrôle.

Réglementation

Le réseau principal au Canada, ainsi que les réseaux de transport de gaz naturel de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills, y compris le réseau de la Colombie-Britannique depuis le 1^{er} avril 2007 et de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Depuis le 1^{er} janvier 2008, le réseau de l'Alberta est assujetti à la réglementation de l'Alberta Utilities Commission (AUC), nouvel organisme de réglementation créé à la suite de la réorganisation de l'Energy and Utilities Board

(EUB) de l'Alberta. Auparavant, le réseau de l'Alberta était assujéti à la réglementation de l'EUB. Le réseau GTN et North Baja (collectivement, GTN), ANR et les autres gazoducs aux États-Unis sont assujéti à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel en ce qui a trait à la détermination des produits et des droits ainsi qu'à la construction et à l'exploitation. Pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, et ce faisant pour que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, 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. L'incidence de la réglementation tarifaire sur TCPL est présentée à la note 13 afférente aux présents états financiers.

Constatacion 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 et de l'AUC. Les produits des établissements américains à tarifs réglementés sont constatés conformément aux règles et règlements de la FERC. Les produits des établissements qui ne sont pas assujéti à la réglementation sont constatés lorsque le produit a été livré ou lorsque les services ont été fournis.

Énergie

i) Électricité

La majorité des produits de l'entreprise d'électricité découlent 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 dans le mois au cours duquel l'électricité est livrée. Les produits tiennent compte de l'incidence des contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés, dont la comptabilité est décrite à la note 2.

ii) Stockage de gaz naturel

La majorité des produits tirés du stockage de gaz naturel découlent des services de stockage offerts, et ils 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 sont constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont inscrites dans le bénéfice net.

Gains de dilution

Les gains de dilution résultant de la vente de parts par les sociétés de personnes dans lesquelles TCPL détient une participation sont immédiatement imputés au bénéfice net.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Les placements à court terme de la société dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins sont considérés comme des équivalents de trésorerie et sont inscrits au coût, qui se rapproche de la valeur marchande.

Stocks

Les stocks, qui se composent d'uranium ainsi que de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange, sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants. Par suite de l'adoption, le 1^{er} avril 2007, des nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks », les stocks de gaz naturel exclusif détenus par TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel.

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. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 6 %; des taux divers s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est capitalisée et incluse dans le coût des installations de transport de gaz naturel; le taux utilisé pour le calcul de cette provision est le taux de rendement de la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation. Dans le cas des pipelines non réglementés, l'intérêt est capitalisé pendant la construction.

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 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 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 %.

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. À l'heure actuelle, l'écart d'acquisition se rapporte entièrement aux acquisitions du secteur des pipelines aux États-Unis.

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 une CAE sont reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat, qui varie entre neuf et 12 ans. Les CAE aux termes desquelles TCPL vend de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Une partie de ces CAE ont été sous-louées à des tiers en fonction des mêmes modalités.

Impôts sur les bénéfiques

Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode des impôts exigibles est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfiques aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel au Canada. Selon la méthode des impôts exigibles, il n'est pas nécessaire de constituer une provision pour les impôts futurs. Tel qu'il est permis selon les PCGR du Canada, cette méthode est également utilisée à des fins comptables, puisqu'il est 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 le reste de ses activités, la société applique la méthode du report d'impôts variable. Selon la méthode du report d'impôts variable, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés 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 qui sont censés s'appliquer aux bénéfiques 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.

Dans le cas des bénéfiques non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfiques 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 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 sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification.

Instruments financiers dérivés et opérations de couverture

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 de créance libellés en dollars US pour gérer le risque de change lié à ses établissements étrangers. Les méthodes auxquelles la société a recours pour comptabiliser ses instruments dérivés et autres instruments financiers sont décrites dans les notes 2 et 18.

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.

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.

Il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de la mise hors service d'immobilisations relativement aux gazoducs réglementés et, par conséquent, il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif connexe au prix d'un effort raisonnable. Par conséquent, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite des installations abandonnées. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Parallèlement, il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de la mise hors service d'immobilisations liées aux centrales hydroélectriques et, par conséquent, il est impossible d'évaluer la juste valeur du passif connexe au prix d'un effort raisonnable. Par conséquent, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les centrales hydroélectriques. Dans le cas des actifs nucléaires loués par Bruce Power, puisque 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.

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) et d'autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi. Les cotisations versées par la société aux régimes CD 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. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les rajustements 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 juste valeur des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, 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 et de portée générale, aux termes desquels les employés admissibles peuvent recevoir des unités qui sont payables 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 unités deviennent acquises 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 2 MODIFICATIONS COMPTABLES**Modifications de conventions comptables pour 2007**

Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 1506 intitulé « Modifications comptables », du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3251 intitulé « Capitaux propres », du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». De plus, la société a décidé d'adopter les exigences comptables du chapitre 3862 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir », du chapitre 3863 intitulé « Instruments financiers – présentation » et du chapitre 1535 intitulé « Informations à fournir concernant le capital » au 31 décembre 2007 que les exigences comptables à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks » au 1^{er} avril 2007. Les rajustements aux états financiers consolidés de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de ces nouvelles normes.

Résultat étendu et capitaux propres

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

Instruments financiers

Tous les instruments financiers doivent initialement être constatés au bilan 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 : placements détenus à des fins de transaction, actifs financiers disponibles à la vente, placements 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 actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés et ils sont conclus dans le but de générer un profit. Un actif ou un passif financier qui ne respecte pas ce critère peut également être désigné comme étant détenu à des fins de transaction. Les instruments détenus à des fins de transaction portant sur l'électricité et le gaz naturel 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 charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits. Au 31 décembre 2007, la société n'avait désigné aucun actif ou passif financier comme étant détenu à des fins de transaction.

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. 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 seront inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La société ne détenait pas d'actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance au 31 décembre 2007.

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 déduction faite de toute baisse de valeur. Les prêts et les créances comprennent principalement les débiteurs et l'encours des prêts 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 intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Charges financières et Charges financières des coentreprises. Les éléments de cette catégorie d'instruments financiers sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan à leur juste valeur, exception faite de ceux 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 (exemption relative aux achats ou aux ventes d'éléments non financiers). 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 de l'instrument dérivé intégré sont incluses dans les produits. La société a déterminé que la date de transition pour les instruments dérivés intégrés était le 1^{er} janvier 2003.

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

La société constate les justes valeurs des garanties conjointes et solidaires importantes. Puisqu'il n'est pas possible d'obtenir facilement ces justes valeurs sur le marché libre, la juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie qui seraient engagés par la société 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

Le chapitre 3865 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* précise les critères à respecter pour utiliser la comptabilité de couverture et comptabiliser chacune des stratégies de couverture permises, notamment : couvertures de la juste valeur, couvertures de flux de trésorerie et couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans un établissement étranger autonome. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsqu'un instrument dérivé n'est plus admissible à titre de couverture efficace, lorsqu'il prend fin ou qu'il est vendu ou lorsque l'élément couvert est vendu ou prend fin par anticipation.

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 doit évaluer l'efficacité de la couverture au moment de l'entrée en vigueur du contrat et à la date de chaque bilan.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est rajustée 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 de taux de change et de taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres produits et dans les charges financières. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être rajustée et les rajustements 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 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 dans le 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 les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces couvertures peuvent être recouvrés 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 constatés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit l'investissement.

Incidence nette des modifications de conventions comptables

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

Augmentations (diminutions) (en millions de dollars)

Autres actifs à court terme	(127)
Autres actifs	(203)
Créditeurs	(29)
Montant reportés	(75)
Impôts futurs	(42)
Dettes à long terme	(85)
Dettes à long terme des coentreprises	(7)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(96)
Bénéfices non répartis	4

Les principales modifications aux conventions comptables suivies par la société en 2007 pour ce qui est des instruments financiers visent l'obligation de constater certains contrats non financiers à leur juste valeur et de porter les coûts de transaction en réduction de la dette à long terme.

Chapitre 3862 Instruments financiers – informations à fournir et chapitre 3863 Instruments financiers – présentation

Le chapitre 3862 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* « Instruments financiers – informations à fournir » et le chapitre 3863 « Instruments financiers – présentation », visant à remplacer le chapitre 3861 « Instruments financiers – information à fournir et présentation », sont en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2008. La société a toutefois choisi d'adopter ces normes le 31 décembre 2007. Les informations supplémentaires nécessaires pour assurer le respect de ces normes sont fournies dans les présents états financiers consolidés. Certains renseignements pour les exercices de comparaison n'ont pas été présentés selon ce que ces normes prescrivent.

Chapitre 1535 Informations à fournir concernant le capital

Le chapitre 1535 « Informations à fournir concernant le capital » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. Cependant, TCPL a choisi d'adopter cette norme le 31 décembre 2007, et la note 18 afférente aux états financiers consolidés fournit des informations qualitatives au sujet des objectifs, politiques et procédures de gestion du capital ainsi que des données quantitatives sur le capital en date du 31 décembre 2007.

Stocks de gaz naturel exclusif et constatation des produits

Le chapitre 3031, intitulé « Stocks », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2008. La société a cependant choisi d'adopter cette norme le 1^{er} avril 2007, et elle a commencé à évaluer ses stocks de gaz naturel exclusif à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'une entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. TCPL ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1^{er} avril 2007.

La société constate les résultats liés à ses stocks de gaz naturel exclusif dans les produits, déduction faite des achats de produits de base revendus. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif sont constatées dans les stocks et les produits.

Modifications comptables futures**Établissements à tarifs réglementés**

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permet la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, sera retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfiques » a été modifié pour exiger la constatation des passifs et des actifs d'impôts futurs. Par suite de ces modifications, TCPL devra constater les passifs et les actifs d'impôts futurs plutôt que d'utiliser la méthode des impôts exigibles, et la société constatera un rajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. Si la méthode du report d'impôts variable avait été utilisée au 31 décembre 2007, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 138 millions de dollars auraient été inscrits, et ils auraient pu être recouverts au moyen des produits futurs. Ces modifications entreront en vigueur prospectivement le 1^{er} janvier 2009.

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (CNC) de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes adopteront les Normes internationales d'information financière (IRFS) établies par le Conseil des normes comptables internationales (CNCI). Les IRFS exigeront la présentation d'informations supplémentaires dans les états financiers et, bien que l'organisme ait recours à un cadre contextuel qui s'apparente aux PCGR du Canada, les entreprises devront tenir compte des différences dans les principes comptables. TCPL est en voie d'évaluer l'incidence de l'annonce du CNC sur ses états financiers.

Actifs incorporels

Le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* a adopté des révisions aux normes visant les actifs incorporels qui seront en vigueur pour les exercices ouverts le ou après le 1^{er} octobre 2008. Les révisions ont pour but de faire concorder la définition d'actifs incorporels selon les PCGR du Canada avec celle des IFRS et des PCGR des États-Unis. Le chapitre 1000 intitulé « Fondements conceptuels des états financiers » a été révisé de façon à supprimer le libellé qui permettait de constater les actifs qui ne respecteraient pas autrement la définition d'actif et à ajouter les recommandations du CNCI « Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements » pour faciliter la distinction entre les actifs et les charges. Le chapitre 3064 intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels développés à l'interne. Le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » sera retiré du Manuel. La société ne prévoit pas que ces modifications auront une incidence importante sur ses états financiers.

NOTE 3 INFORMATIONS SECTORIELLES

BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)⁽¹⁾

<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	(1 670)	(1 353)	(7)	(3 030)
Achats de produits de base revendus	(72)	(1 887)	–	(1 959)
Amortissement	(1 021)	(158)	–	(1 179)
	1 949	718	(7)	2 660
Charges financières et participations sans contrôle	(793)	1	(266)	(1 058)
Charges financières des coentreprises	(52)	(23)	–	(75)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	17	–	–	17
Intérêts créditeurs et autres produits	35	10	88	133
Gain à la vente d'actifs	–	16	–	16
Impôts sur les bénéfices	(470)	(208)	195	(483)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	686	514	10	1 210

Exercice terminé le 31 décembre 2006 (en millions de dollars)

Produits	3 990	3 530	–	7 520
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 380)	(1 024)	(7)	(2 411)
Achats de produits de base revendus	–	(1 707)	–	(1 707)
Amortissement	(927)	(131)	(1)	(1 059)
	1 683	668	(8)	2 343
Charges financières et participations sans contrôle	(767)	–	(139)	(906)
Charges financières des coentreprises	(69)	(23)	–	(92)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	33	–	–	33
Intérêts créditeurs et autres produits	67	5	51	123
Gain à la vente d'actifs	23	–	–	23
Impôts sur les bénéfices	(410)	(198)	133	(475)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	560	452	37	1 049
Bénéfice net découlant des activités abandonnées				28
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires				1 077

Exercice terminé le 31 décembre 2005 (en millions de dollars)

Produits	3 993	2 131	–	6 124
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 226)	(595)	(4)	(1 825)
Achats de produits de base revendus	–	(1 232)	–	(1 232)
Amortissement	(932)	(85)	–	(1 017)
	1 835	219	(4)	2 050
Charges financières et participations sans contrôle	(788)	(2)	(131)	(921)
Charges financières des coentreprises	(57)	(9)	–	(66)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	79	168	–	247
Intérêts créditeurs et autres produits	25	5	33	63
Gain à la vente d'actifs	82	363	–	445
Impôts sur les bénéfices	(497)	(178)	65	(610)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	679	566	(37)	1 208

⁽¹⁾ Certains frais, tels que les charges financières indirectes et les impôts sur les bénéfices connexes, ne sont pas ventilés entre les secteurs d'exploitation aux fins de la détermination du bénéfice net de chaque secteur.

TOTAL DE L'ACTIF

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006
Pipelines	22 024	18 320
Énergie	7 037	6 500
Siège social	2 104	1 566
	31 165	26 386

RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Produits⁽¹⁾			
Canada – marché intérieur	5 019	4 956	3 499
Canada – exportations	1 006	972	1 160
États-Unis et autres	2 803	1 592	1 465
	8 828	7 520	6 124

⁽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>	2007	2006
Immobilisations corporelles		
Canada	16 741	16 204
États-Unis	6 564	5 109
Mexique	147	174
	23 452	21 487

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Pipelines	564	560	244
Énergie	1 079	976	506
Siège social	8	36	4
	1 651	1 572	754

NOTE 4 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2007			2006		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Pipelines						
Réseau principal au Canada						
Pipelines	8 889	4 149	4 740	8 850	3 911	4 939
Postes de compression	3 371	1 303	2 068	3 343	1 181	2 162
Postes de comptage et autres	345	140	205	346	136	210
	12 605	5 592	7 013	12 539	5 228	7 311
En construction	28	–	28	23	–	23
	12 633	5 592	7 041	12 562	5 228	7 334
Réseau de l'Alberta						
Pipelines	5 258	2 504	2 754	5 120	2 352	2 768
Postes de compression	1 522	842	680	1 510	760	750
Postes de comptage et autres	831	297	534	806	271	535
	7 611	3 643	3 968	7 436	3 383	4 053
En construction	120	–	120	98	–	98
	7 731	3 643	4 088	7 534	3 383	4 151
ANR ⁽¹⁾						
Pipelines	772	25	747			
Postes de compression	424	32	392			
Postes de comptage et autres	483	6	477			
	1 679	63	1 616			
En construction	69	–	69			
	1 748	63	1 685			
GTN						
Pipelines	1 181	134	1 047	1 386	111	1 275
Postes de compression	436	39	397	512	32	480
Postes de comptage et autres	81	3	78	89	–	89
	1 698	176	1 522	1 987	143	1 844
En construction	31	–	31	17	–	17
	1 729	176	1 553	2 004	143	1 861
Great Lakes ⁽²⁾						
Pipelines	977	427	550	806	463	343
Postes de compression	359	75	284	255	85	170
Postes de comptage et autres	165	50	115	122	52	70
	1 501	552	949	1 183	600	583
En construction	8	–	8	4	–	4
	1 509	552	957	1 187	600	587
Foothills						
Pipelines	903	476	427	815	405	410
Postes de compression	632	286	346	377	141	236
Postes de comptage et autres	112	57	55	72	35	37
	1 647	819	828	1 264	581	683
Coentreprises et autres						
Northern Border ⁽³⁾	1 232	528	704	1 451	585	866
Autres	1 863	439	1 424	2 274	615	1 659
	3 095	967	2 128	3 725	1 200	2 525
	30 092	11 812	18 280	28 276	11 135	17 141
Énergie⁽⁴⁾						
Centrales nucléaires ⁽⁵⁾	1 479	286	1 193	1 349	214	1 135
Centrales alimentées au gaz naturel	1 570	383	1 187	1 636	383	1 253
Centrales hydroélectriques	503	28	475	592	21	571
Stockage de gaz naturel	358	33	325	344	22	322
Énergie éolienne	288	6	282	131	–	131
Autres	137	78	59	153	72	81
	4 335	814	3 521	4 205	712	3 493
En construction	1 606	–	1 606	809	–	809
	5 941	814	5 127	5 014	712	4 302
Siège social	60	15	45	65	21	44
	36 093	12 641	23 452	33 355	11 868	21 487

(1) TCPL s'est portée acquéreur d'ANR le 22 février 2007.

- (2) En février 2007, PipeLines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité de 46,4 % dans Great Lakes et TCPL a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes, ce qui porte la participation directe de la société à 53,6 % (50 % au 31 décembre 2006). Great Lakes est devenue une entité contrôlée. La société a commencé à consolider prospectivement sa participation dans Great Lakes. Auparavant, la participation dans Great Lakes était consolidée proportionnellement. Au 31 décembre 2007, la participation de 32,1 % de TCPL dans PipeLines LP a porté la participation effective de la société dans Great Lakes à 68,5 %, déduction faite des participations sans contrôle.
- (3) En avril 2006, PipeLines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Par le truchement de la participation de TCPL dans PipeLines LP, Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TCPL a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border. Au 31 décembre 2007, la participation effective de TCPL dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 16,1 % (6,7 % en 2006).
- (4) Certaines installations de production d'électricité qui détiennent des CAE à long terme sont comptabilisées en tant qu'actifs aux termes de contrats de location-exploitation. Au 31 décembre 2007, la valeur comptable nette de ces installations était de 78 millions de dollars (81 millions de dollars en 2006). En 2007, des produits de 16 millions de dollars (13 millions de dollars en 2006) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- (5) Comprend les actifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition liés à Bruce Power.

NOTE 5 AUTRES ACTIFS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006
CAE ⁽¹⁾	709	767
Actifs réglementaires	336	178
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux	234	268
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés	204	144
Prêts et avances ⁽²⁾	141	121
Coûts d'élaboration de projets reportés ⁽³⁾	40	70
Report de couvertures ⁽⁴⁾	–	152
Frais d'émission de titres de créance ⁽⁵⁾	–	77
Autres	213	201
	1 877	1 978

(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>	2007			2006		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE	915	206	709	915	148	767

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 58 millions de dollars (58 millions de dollars en 2006; 24 millions de dollars en 2005). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour chacun des cinq prochains exercices est de : 58 millions de dollars en 2008; 58 millions de dollars en 2009; 58 millions de dollars en 2010, 57 millions de dollars en 2011 et 57 millions de dollars en 2012.

- (2) Le solde au 31 décembre 2007 comprenait un prêt de 137 millions de dollars (118 millions de dollars en 2006) consenti à l'Aboriginal Pipeline Group (APG) afin de financer l'APG pour sa part de un tiers des coûts d'élaboration du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. La capacité de recouvrer ce placement dépend toujours de la réussite du projet.
- (3) Le solde au 31 décembre 2007 comprenait 40 millions de dollars (31 millions de dollars en 2006) relativement au projet de GNL de Broadwater. Le solde au 31 décembre 2006 comprenait 39 millions de dollars relativement à Keystone.
- (4) Le 1^{er} janvier 2007, en raison des modifications apportées aux PCGR, la société a dû commencer à constater la partie efficace ainsi que les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et de la juste valeur dans les autres éléments du résultat étendu. Avant cette date, la juste valeur de certaines couvertures était reportée et constatée dans les résultats au moment du règlement de l'instrument.
- (5) Le 1^{er} janvier 2007, en raison des modifications apportées aux PCGR, la société a dû commencer à porter les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe.

NOTE 6 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation ⁽¹⁾	Quote-part de TCPL				
		Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Actif net Aux 31 décembre	
		2007	2006	2005	2007	2006
Pipelines						
Northern Border	⁽³⁾	63	47	–	542	634
Iroquois	44,5 % ⁽⁴⁾	25	25	29	163	194
Great Lakes	⁽⁵⁾	13	69	73	–	370
TQM	50,0 %	11	11	13	74	75
Keystone	50,0 % ⁽⁶⁾	–	–	–	207	–
Aures	Divers	13	6	10	48	–
Énergie						
Bruce A	48,7 % ⁽⁷⁾	8	75	19	1 640	916
Bruce B	31,6 % ⁽⁷⁾	140	140	5	325	425
CrossAlta ⁽²⁾	60,0 %	59	64	31	38	36
Cartier énergie éolienne	62,0 % ⁽⁸⁾	10	2	–	275	172
TC Turbines	50,0 %	5	5	5	29	26
Portlands Energy	50,0 %	–	–	–	269	90
ASTC Power Partnership	50,0 % ⁽⁹⁾	–	–	–	76	82
S.E.C. Électricité	⁽¹⁰⁾	–	–	25	–	–
		347	444	210	3 686	3 020

⁽¹⁾ Toutes les participations sont en date du 31 décembre 2007.

⁽²⁾ CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta).

⁽³⁾ En avril 2006, Pipelines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border, ce qui porte sa participation de commandité à 50 %. En raison de la participation de 32,1 % de TCPL dans Pipelines LP, Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TCPL a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border. Au 31 décembre 2007, la participation effective de la société dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 16,1 % (6,7 % en 2006).

⁽⁴⁾ En juin 2005, la société a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,5 % dans Iroquois Gas Transmission System, L.P. (Iroquois).

⁽⁵⁾ En février 2007, TCPL a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes, ce qui porte sa participation directe à 53,6 %, et Pipelines LP a acquis une participation de 46,4 % dans Great Lakes, ce qui se traduit par une participation indirecte de 14,9 % dans Great Lakes pour TCPL. À la suite de ces opérations, la participation effective de la société dans Great Lakes (déduction faite des participations sans contrôle) est passée à 68,5 % au 31 décembre 2007 (50 % en 2006). TCPL consolide prospectivement sa participation dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

⁽⁶⁾ En 2007, ConocoPhillips a exercé son option de devenir associé à 50 % de TCPL dans Keystone. Par conséquent, TCPL a transféré des actifs nets de 207 millions de dollars et ConocoPhillips a fait un apport de 207 millions de dollars au comptant et chaque société est devenue associé à 50 % dans la coentreprise de Keystone.

⁽⁷⁾ Le 31 octobre 2005, TCPL a fait l'acquisition d'une participation de 47,4 % dans Bruce A. La participation de la société dans Bruce A s'établissait à 48,7 % au 31 décembre 2007 (48,7 % en 2006). La société consolide proportionnellement et prospectivement ses placements dans Bruce A et dans Bruce B depuis le 31 octobre 2005.

⁽⁸⁾ TCPL consolide proportionnellement 62 % des actifs de Cartier énergie éolienne. Les deux premières phases du projet en six phases de Cartier énergie éolienne, Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau, sont entrées en exploitation respectivement en novembre 2006 et 2007.

⁽⁹⁾ La société possède une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, société située en Alberta qui détient la CAE de Sundance B. Les volumes d'électricité sous-jacents liés à cette participation dans ASTC Power Partnership ont été effectivement transférés à TCPL.

⁽¹⁰⁾ En août 2005, la société a vendu sa participation de 30,6 % dans S.E.C. TransCanada Électricité.

Information financière sommaire sur les coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Bénéfice			
Produits	1 224	1 379	687
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(659)	(689)	(328)
Amortissement	(150)	(162)	(93)
Charges financières et autres	(68)	(84)	(56)
Quote-part du bénéfice avant les impôts sur les bénéfices des coentreprises	347	444	210

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Flux de trésorerie			
Activités d'exploitation	420	645	346
Activités d'investissement	(761)	(641)	(133)
Activités de financement ⁽¹⁾	409	(31)	(152)
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(8)	9	(1)
Quote-part de l'augmentation (de la diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	60	(18)	60

⁽¹⁾ Les activités de financement comprenaient des sorties de fonds résultant des distributions de 361 millions de dollars en 2007 (470 millions de dollars en 2006; 201 millions de dollars en 2005) versées à TCPL et des rentrées de fonds résultant des apports de capitaux de 771 millions de dollars en 2007 (452 millions de dollars en 2006; 92 millions de dollars en 2005) versés par TCPL.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006
Bilans		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	170	127
Autres actifs à court terme	314	304
Immobilisations corporelles	4 283	4 110
Autres actifs	44	78
Passif à court terme	(250)	(443)
Dettes à long terme	(873)	(1 136)
Impôts futurs	(2)	(20)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	3 686	3 020

NOTE 7 PLACEMENTS À LONG TERME

<i>(en millions de dollars)</i>	Pourcentage de participation	Quote-part de TCPL							
		Distributions à partir des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		Exercices terminés les 31 décembre			Exercices terminés les 31 décembre			Aux 31 décembre	
		2007	2006	2005	2007	2006	2005	2007	2006
Pipelines									
TransGas	46,5 %	8	7	6	14	11	11	63	66
Northern Border	⁽¹⁾	–	13	76	–	13	61	–	–
Autres	Divers	8	4	10	3	9	7	–	5
Énergie									
Bruce B	31,6 % ⁽²⁾	–	–	84	–	–	168	–	–
		16	24	176	17	33	247	63	71

⁽¹⁾ En avril 2006, Pipelines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border, ce qui porte sa participation de commandité à 50 %. En raison de la participation de 32,1 % de TCPL dans PipeLines LP, Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TCPL a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border.

⁽²⁾ La société consolide proportionnellement et prospectivement sa participation de 31,6 % dans Bruce B depuis le 31 octobre 2005.

NOTE 8 ACQUISITIONS ET CESSIONS**Acquisitions****Pipelines*****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 Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes) au prix total de 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. 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 postérieurement à la date d'acquisition. Au 31 décembre 2007, le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit :

Répartition du coût d'acquisition

<i>(en millions de dollars US)</i>	ANR	Great Lakes	Total
Actifs à court terme	250	4	254
Immobilisations corporelles	1 617	35	1 652
Autres actifs à long terme	83	–	83
Écart d'acquisition	1 914	32	1 946
Passifs à court terme	(179)	(3)	(182)
Dette à long terme	(475)	(16)	(491)
Autres passifs à long terme	(326)	(19)	(345)
	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, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Au 31 décembre 2007, le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit :

Répartition du coût d'acquisition

<i>(en millions de dollars US)</i>	
Actifs à court terme	42
Immobilisations corporelles	465
Autres actifs à long terme	1
Ecart d'acquisition	457
Passif à court terme	(23)
Dette à long terme	(209)
	733

Pour ces opérations, le prix d'achat a été provisoirement ventilé à l'aide de la juste valeur des actifs nets à la date d'acquisition. Puisque les droits d'ANR et de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques, il a été déterminé que les actifs nets réglementés, autres que le gaz d'ANR détenu à des fins de vente, ont une juste valeur égale à leurs valeurs établies 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. Pour les opérations conclues entre TCPL, ANR et Great Lakes, l'écart d'acquisition ne peut être amorti à des fins fiscales, mais il peut l'être pour l'acquisition de Great Lakes par PipeLines LP.

Placement privé de TC PipeLines, LP

En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part. TCPL a acheté 50 % des parts au prix de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. À la suite de ces placements supplémentaires dans PipeLines LP, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 32,1 % le 22 février 2007. Au total, le placement privé et l'investissement supplémentaire de TCPL ont donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP qui a servi à financer en partie l'acquisition d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes.

Tuscarora

En décembre 2007, PipeLines LP a exercé son option d'achat du solde de la participation de Sierra Pacific Resources, soit de 1 %, dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora) au prix de 2 millions de dollars US. PipeLines LP a également acheté la participation de 1 % de TCPL dans Tuscarora au prix de 2 millions de dollars US.

En décembre 2006, PipeLines LP a acheté une participation de commandité supplémentaire avec contrôle supplémentaire de 49 % dans Tuscarora au prix de 100 millions de dollars US sans compter la prise en charge indirectement d'une dette de 37 millions de dollars US. Le prix d'achat a été ventilé comme suit : 79 millions de dollars US ont été affectés à l'écart d'acquisition, 37 millions de dollars US ont été imputés à la dette à long terme, et le reste a été imputé principalement aux immobilisations corporelles. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion et une position concurrentielle plus solide. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt. PipeLines LP consolide son placement dans Tuscarora depuis décembre 2006. À la suite de cette opération, TCPL est devenue l'exploitant de Tuscarora en décembre 2006.

PipeLines LP possède désormais 100 % de Tuscarora. Au 31 décembre 2007, la participation effective de 32,1 % de TCPL dans PipeLines LP (13,4 % au 31 décembre 2006) lui conférait une participation effective dans Tuscarora de 32,1 %, déduction faite des participations sans contrôle (14,3 % au 31 décembre 2006).

Northern Border

En avril 2006, PipeLines LP a acheté une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border) au prix de 307 millions de dollars US, sans compter la dette de 122 millions de dollars US indirectement prise en charge. Le prix d'achat a été ventilé comme suit : 114 millions de dollars US ont été affectés à l'écart d'acquisition, 122 millions de dollars US ont été imputés à la dette à long terme, et le reste a été imputé principalement aux immobilisations corporelles. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion et une position concurrentielle plus solide. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt.

PipeLines LP détient désormais une participation de 50 % dans Northern Border. Au 31 décembre 2007, la participation effective de 32,1 % de TCPL dans PipeLines LP (13,4 % en 2006) lui conférait une participation effective de 16,1 % dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle (6,7 % en 2006). TCPL a consolidé proportionnellement son placement dans Northern Border dès la date d'acquisition. TCPL est devenue l'exploitant de Northern Border en avril 2007 à la suite de cette opération.

Énergie**CAE de Sheerness**

En date du 31 décembre 2005, TCPL a obtenu, auprès de l'Alberta Balancing Pool, la CAE de Sheerness de 756 MW au prix de 585 millions de dollars. La CAE échoit en décembre 2020.

Bruce Power

En octobre 2005, dans le cadre d'une entente prévoyant la remise en exploitation des premier et deuxième réacteurs de Bruce A actuellement inutilisés, TCPL a fait l'acquisition d'une participation dans une société de personnes nouvellement créée, Bruce A. Aux termes du contrat de sous-location de Bruce A, la nouvelle société a sous-loué les réacteurs, du premier an quatrième, auprès de Bruce B et elle a acheté d'autres actifs connexes. TCPL a engagé des fonds d'un montant net de 100 millions de dollars à la suite de cette opération. Dans le cadre de la restructuration, Bruce A et Bruce B sont devenues des entités contrôlées conjointement et TCPL a commencé à consolider son placement dans Bruce A et dans Bruce B proportionnellement et prospectivement le 31 octobre 2005. Aux 31 décembre 2007 et 2006, la société détenait des participations de 48,7 % et de 31,6 % respectivement dans Bruce A et dans Bruce B.

TC Hydro

En avril 2005, TCPL a acquis d'USGen New England Inc. certains actifs de production d'énergie hydroélectrique au prix d'environ 503 millions de dollars US. Le prix d'achat a presque entièrement été attribué aux immobilisations corporelles.

Cessions

Les gains avant les impôts à la vente d'actifs se composent de ce qui suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Gain à la vente de terrains	16	–	–
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	23	–
Gains liés à S.E.C. Électricité	–	–	245
Gain à la vente de Paiton Energy	–	–	118
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	–	–	82
	16	23	445

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.

Participation dans Northern Border Partners, LP

En avril 2006, TCPL a vendu sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners, LP pour un produit net d'environ 33 millions de dollars (30 millions de dollars US), et la société a constaté un gain après les impôts de 13 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats du secteur des pipelines, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 10 millions de dollars, y compris une charge de 12 millions de dollars au titre des impôts exigibles.

S.E.C. Électricité

En août 2005, TCPL a vendu sa participation dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) à EPCOR Utilities Inc. (EPCOR) pour un produit net de 523 millions de dollars, et la société a réalisé un gain après les impôts de 193 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats du secteur de l'énergie, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 52 millions de dollars, y compris une charge de 79 millions de dollars au titre des impôts exigibles. La vente a donné lieu à la cession d'actifs et de passifs de S.E.C. Électricité ayant une valeur comptable de respectivement 452 millions de dollars et 174 millions de dollars. L'acquisition par EPCOR comprend 14,5 millions de parts de société en commandité de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la participation de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité ainsi que les accords de gestion et d'exploitation régissant l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité.

Paiton Energy

En novembre 2005, TCPL a vendu sa participation d'environ 11 % dans PT Paiton Energy Company (Paiton Energy) aux filiales de The Tokyo Electric Power Company pour un produit brut de 122 millions de dollars (103 millions de dollars US) et la société a constaté un gain après les impôts de 115 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats du secteur de l'énergie, et la société a inscrit une charge fiscale de 3 millions de dollars, y compris un recouvrement de 3 millions de dollars au titre des impôts exigibles.

TC PipeLines, LP

En mars et en avril 2005, TCPL a vendu un total de 3 574 200 parts ordinaires de PipeLines LP pour un produit net de 153 millions de dollars et elle a inscrit un gain après les impôts de 49 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats du secteur des pipelines, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 33 millions de dollars, y compris une charge de 51 millions de dollars au titre des impôts exigibles.

NOTE 9 DETTE À LONG TERME

(Encours en millions de dollars, sauf indication contraire)	Dates de remboursement	2007		2006	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ⁽¹⁾⁽²⁾	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ⁽²⁾⁽³⁾
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres sterling (25 millions £ en 2006)		–		57	16,5 %
Débtures					
En dollars CA	2008 à 2020	1 351	10,9 %	1 355	10,9 %
En dollars US (600 \$ US en 2007 et 2006) ⁽⁴⁾	2012 à 2021	594	9,5 %	699	9,5 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA ⁽⁵⁾	2008 à 2031	3 413	6,1 %	3 848	6,0 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (3 223 \$ US en 2007, 2 223 \$ US en 2006) ⁽⁶⁾	2009 à 2037	3 161	6,0 %	2 590	5,8 %
		8 519		8 549	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débtures et billets					
En dollars CA	2008 à 2024	501	11,6 %	564	11,6 %
En dollars US (375 \$ US en 2007 et 2006)	2012 à 2023	368	8,2 %	437	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2008 à 2030	607	7,2 %	609	7,1 %
En dollars US (33 \$ US en 2007 et 2006)	2026	32	7,5 %	38	7,5 %
		1 508		1 648	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Emprunt bancaire					
En dollars US (860 \$ US en 2007)	2012	850	5,7 %		
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (444 \$ US en 2007)	2010 à 2025	435	9,1 %		
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (400 \$ US en 2007 et 2006)	2010 à 2035	399	5,4 %	466	5,3 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (507 \$ US en 2007, 397 \$ US en 2006)	2011	499	6,2 %	463	5,4 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP⁽⁷⁾					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (440 \$ US en 2007)	2011 à 2030	434	7,8 %		
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (69 \$ US en 2007, 74 \$ US en 2006)	2010 à 2012	67	7,4 %	86	7,2 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (211 \$ US en 2007, 226 \$ US en 2006)	2018	205	6,1 %	263	5,9 %
AUTRES					
Billets de premier rang					
En dollars US (17 \$ US en 2007, 24 \$ US en 2006)	2011	17	7,3 %	28	7,3 %
		12 933		11 503	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		556		616	
		12 377		10 887	

(1) 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 la société, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'exigent les organismes de réglementation.

- ⁽²⁾ Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs. En raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels étaient de 6 % en 2007 sur les billets à moyen terme libellés en dollars US de TCPL (5,8 % en 2006).
- ⁽³⁾ Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt moyens pondérés.
- ⁽⁴⁾ Comprend les rajustements de la juste valeur des swaps visant des titres de créance de 50 millions de dollars US au 31 décembre 2007.
- ⁽⁵⁾ Comprend les rajustements de la juste valeur des swaps visant des titres de créance de 150 millions de dollars au 31 décembre 2007.
- ⁽⁶⁾ Comprend les rajustements de la juste valeur des swaps visant des titres de créance de 150 millions de dollars US au 31 décembre 2007.
- ⁽⁷⁾ TCPL a haussé sa participation effective dans Great Lakes pour la faire passer de 50,0 % à 68,5 % le 22 février 2007. La société consolide prospectivement sa participation dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société s'établissent approximativement comme suit : 556 millions de dollars en 2008; 1 002 millions de dollars en 2009; 617 millions de dollars en 2010, 805 millions de dollars en 2011 et 1 246 millions de dollars en 2012.

Prospectus préalables visant l'émission de titres de créance

En mars 2007, la société a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'offrir respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US. Au 31 décembre 2007, la société n'avait émis aucun billet à moyen terme conformément au prospectus canadien et, en septembre 2007, elle a remplacé le prospectus préalable américain de mars 2007 par un prospectus préalable de 2,5 milliards de dollars US, aux termes duquel elle avait toujours à sa disposition des titres de créance de 1,5 milliard de dollars US au 31 décembre 2007.

TransCanada PipeLines Limited

En octobre 2007, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007. Ces billets échoient le 15 octobre 2037 et ils portent intérêt au taux de 6,20 %. Le taux d'intérêt effectif sur les billets au moment de leur émission s'établissait à 6,30 %.

NOVA Gas Transmission Ltd.

Les débetures émises par NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL), totalisant 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 2007.

Le 31 janvier 2008, la société a racheté 105 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,0 %.

TransCanada PipeLine USA Ltd.

En février 2007, TransCanada PipeLine USA Ltd. a mis en place une facilité de crédit consentie et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et reportable de cinq ans de 300 millions de dollars US. Un taux d'intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres (TIOL) de trois mois majoré de 22,5 points de base est imputé sur le solde impayé et des frais administratifs de 7,5 points de base sont prélevés sur la facilité totale. Un montant de 1,0 milliard de dollars US a été prélevé sur cette facilité et encore 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie les acquisitions d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes et les sommes supplémentaires investies par la société dans PipeLines LP. Au 31 décembre 2007, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à 860 millions de dollars US, et celui sur la marge de crédit à vue était de néant.

ANR Pipeline Company – Retrait volontaire de l'inscription en bourse

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

TC PipeLines, LP

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la réalisation de l'acquisition de Great Lakes. Une tranche supplémentaire de 18 millions de

dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée en raison d'un paiement de capital effectué en novembre 2007. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 55 points de base est imputé sur l'emprunt à terme de premier rang et un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de un mois majoré de 35 points de base est prélevé sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang. Des frais administratifs de 10 points de base sont imputés sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US.

Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait les incidences suivantes selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes.

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur la juste valeur des titres de créance à taux d'intérêt fixe	(1 023)	1 185
Incidence sur les intérêts débiteurs des titres de créance à taux d'intérêt variable	7	(7)

Charges financières

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Intérêts sur la dette à long terme	986	849	849
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	43		
Intérêts sur la dette à court terme	28	23	23
Intérêts capitalisés	(68)	(60)	(24)
Amortissement et autres charges financières ⁽¹⁾	(28)	16	(11)
	961	828	837

⁽¹⁾ En 2007, 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 944 millions de dollars en 2007 (771 millions de dollars en 2006; 838 millions de dollars en 2005).

NOTE 10 DETTE À LONG TERME DES COENTREPRISES

(Encours en millions de dollars)	Dates de remboursement	2007		2006	
		Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt ⁽²⁾⁽³⁾	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt ⁽⁴⁾
NORTHERN BORDER					
Billets de premier rang non garantis (232 \$ US en 2007, 316 \$ US en 2006)	2009 à 2021	229	7,7 %	368	6,9 %
Facilité de crédit bancaire (83 \$ US en 2007)	2012	82	5,3 %		
IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM L.P.					
Billets de premier rang non garantis (165 \$ US en 2007 et 2006)	2010 à 2027	162	7,4 %	192	7,5 %
Emprunt bancaire (7 \$ US en 2007, 15 \$ US en 2006)	2008	7	7,4 %	17	6,2 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP⁽⁵⁾					
Billets de premier rang non garantis (225 \$ US en 2006)		–		262	7,8 %
BRUCE POWER L.P. ET BRUCE POWER A L.P.					
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	2018	243	7,5 %	250	7,5 %
GAZODUC TRANS QUÉBEC ET MARITIMES INC.					
Obligations	2009 à 2010	137	6,0 %	138	6,0 %
Emprunt à terme	2011	28	4,6 %	32	4,4 %
Autres	2008 à 2013	15	4,5 %	19	3,8 %
		903		1 278	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises		30		142	
		873		1 136	

(1) L'encours représente la quote-part de TCPL.

(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.

(3) Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2007, en raison des swaps, le taux d'intérêt effectif était de 7,5 % sur l'emprunt bancaire d'Iroquois (taux moyen pondéré de 6,9 % en 2006).

(4) Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs.

(5) TCPL a haussé sa participation effective dans Great Lakes pour la faire passer de 50,0 % à 68,5 % le 22 février 2007. La société consolide prospectivement sa participation dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

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. L'autre dette des coentreprises comprend un prêt à vue garanti par une participation de premier rang dans tous les biens personnels, une charge variable sur tous les biens réels et une hypothèque accessoire sur une propriété louée à bail remboursable à demande d'un montant de 20 millions de dollars et donnant lieu à une charge fixe et spécifique de premier rang sur l'intérêt à bail de la coentreprise dans tous les terrains et biens-fonds. Les obligations de 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 aux réseaux 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 des 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 s'établit à environ : 21 millions de dollars en 2008; 161 millions de dollars en 2009; 185 millions de dollars en 2010, 36 millions de dollars en 2011 et 95 millions de dollars en 2012.

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 s'établit à environ : 9 millions de dollars en 2008; 11 millions de dollars en 2009; 13 millions de dollars en 2010, 15 millions de dollars en 2011 et 18 millions de dollars en 2012.

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

Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait les incidences suivantes selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes.

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur la juste valeur des titres de créance à taux d'intérêt fixe	(13)	15
Incidence sur les intérêts débiteurs sur les titres de créance à taux d'intérêt variable	1	(1)

Charges financières des coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Intérêts sur la dette à long terme	50	67	60
Intérêts sur les obligations au titre de contrats de location-acquisition	18	19	3
Intérêts sur la dette à court terme et autres charges financières	4	3	1
Reports et amortissement	3	3	2
	75	92	66

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'est établie à 45 millions de dollars en 2007 (73 millions de dollars en 2006; 62 millions de dollars en 2005).

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'établit à 26 millions de dollars en 2007 (20 millions de dollars en 2006; 3 millions de dollars en 2005).

NOTE 11 BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

<i>(Encours en millions de dollars)</i>	Dates de remboursement	2007	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED			
En dollars US (1 000 \$ US en 2007)	2017	975	6,5 %

En avril 2007, TCPL a 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 révisé trimestriellement pour correspondre au TIOL de trois mois, majoré de 221 points de base. La société peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une ou plusieurs périodes à concurrence de dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés de rang inférieur. Le cas échéant, la société ne serait pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres de créance de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres de créance et obligations de TCPL. Les billets subordonnés 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 et pour un montant déterminé par une formule conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants. Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis aux termes du prospectus préalable américain déposé en mars 2007.

Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait les incidences suivante selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes.

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur la juste valeur des billets subordonnés de rang inférieur	(61)	66

NOTE 12 MONTANTS REPORTÉS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006
Passifs réglementaires	525	386
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés	205	254
Régimes d'avantages sociaux	196	195
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	88	45
Reports associés à des activités de couverture ⁽¹⁾	-	84
Autres	93	65
	1 107	1 029

⁽¹⁾ Le 1^{er} janvier 2007, en raison des modifications apportées aux PCGR, la société a dû commencer à constater la partie efficace ainsi que les variations de la juste valeur de couvertures des flux de trésorerie et de la juste valeur dans les autres éléments du résultat étendu. Avant cette date, la juste valeur de certaines couvertures était reportée et constatée dans les résultats au moment du règlement de l'instrument financier.

NOTE 13 ENTREPRISES RÉGLEMENTÉES

Les actifs et les passifs réglementaires représentent les produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser au cours d'exercices futurs en raison de la tarification s'appliquant à certains coûts et à certains produits de l'exercice courant ou d'exercices antérieurs, ainsi qu'au sous-recouvrement ou sur-recouvrement de produits pendant l'exercice courant ou les exercices antérieurs.

Établissements réglementés au Canada

Les services de transport de gaz naturel au Canada sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital, selon les modalités approuvées par les organismes de réglementation pertinents.

Les tarifs demandés par TCPL pour les gazoducs réglementés détenus en totalité ou en partie 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 de créance 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 des capitaux correspondent aux produits de l'exercice à venir. Dans la mesure où les coûts réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts 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 produits 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 ont été engagés.

Le réseau principal au Canada, Foothills et TQM sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Au 31 décembre 2007, le réseau de l'Alberta était assujetti à la réglementation de l'EUB en vertu de la *Gas Utilities Act (Alberta)* et de la *Pipeline Act (Alberta)*. Le 1^{er} janvier 2008, dans le cadre d'une réorganisation, l'EUB a été scindé pour devenir l'AUC et l'Energy Resource Conservation Board. L'AUC assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations du réseau de l'Alberta, de même que les modalités et les conditions de service, y compris les droits. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les droits, des réseaux de transport de la société et d'autres réseaux réglementés au Canada.

Réseau principal au Canada

En février 2007, TCPL a conclu, avec les parties prenantes, un règlement tarifaire quinquennal au sujet du réseau principal au Canada pour la période allant de 2007 à 2011. En mai 2007, l'ONÉ a approuvé les demandes sans les modifier, y compris la demande de TransCanada sollicitant que les droits provisoires de 2007 soient rendus définitifs. Les modalités du règlement s'appliqueront pour la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011.

Dans le cadre du règlement, TCPL et ses parties prenantes ont convenu que le coût du capital tiendrait compte d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, selon ce qui a été déterminé d'après la formule du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires de l'ONÉ, en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %, une hausse comparativement au ratio antérieur de 36 %. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé pour le réseau principal au Canada en 2007 était de 8,46 %. Le reste de la structure des capitaux se compose de titres de créance à court et à long terme à la suite du rachat convenu des titres privilégiés de 460 millions de dollars US.

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 sera imputable à TCPL entre 2007 et 2009. Les variations de ces coûts seront partagées également entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits seront comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement qui procureront des avantages réciproques à TCPL et à ses clients.

Réseau de l'Alberta

Le réseau de l'Alberta était exploité aux termes du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de 2005-2007. Ce règlement, approuvé par l'EUB en juin 2005, regroupe tous les éléments des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2005, 2006 et 2007 et il définit les méthodes de calcul des besoins en produits de ces trois exercices, en fonction du recouvrement de toutes les composantes des coûts et du recours à des comptes de report.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et certains autres coûts, y compris les frais de change sur les paiements d'intérêt, les pertes non assurées et l'amortissement des indemnités de cessation d'emploi, ont été fixés pour chacun des trois exercices; tout écart entre les coûts fixes réels et ceux prévus sera inclus dans la détermination du bénéfice net de l'exercice pendant lequel les coûts en question sont engagés. Les prévisions des coûts autres que les coûts fixes sont établies au début de chaque exercice et incluses dans le calcul des besoins en produits. Tout écart entre les coûts prévus et les coûts réels sera inscrit dans un compte de report, puis rajusté dans les besoins en produits de l'exercice suivant. De plus, le règlement fixe le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires à l'aide de la formule servant à déterminer le taux de rendement de base annuel des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires définie dans la décision 2004-052 de l'EUB sur les coûts du capital généraux en fonction de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 35 % pour les trois exercices visés. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé en 2007 était de 8,51 %.

Autres gazoducs au Canada

En février 2007, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL en vue de l'intégration du réseau de la Colombie-Britannique à Foothills et de l'imputation de droits en fonction de l'intégration des réseaux. Le 1^{er} avril 2007, les deux réseaux ont été intégrés, ce qui a donné lieu au transfert à Foothills des actifs et des passifs réglementaires du réseau de la Colombie-Britannique. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de Foothills est fondé sur la formule du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires autorisée par l'ONÉ et adoptée lors de l'instance RH-2-94 sur le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinaires, soit 8,46 % en 2007, en fonction d'un des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 36 %.

L'ONÉ approuve non seulement la tarification du réseau principal au Canada, mais l'organisme approuve également les droits en fonction du coût du service annuel pour Foothills et TQM. L'ONÉ permet à chaque gazoduc d'imputer un barème de droits fondé sur le coût du service estimatif. Ce barème de droits est appliqué pour une année donnée jusqu'à ce qu'un nouveau barème soit déposé pour l'exercice suivant. Les différences entre le coût du service estimatif et le coût du service réel sont incluses dans les droits de l'exercice suivant.

En novembre 2007, TQM a déposé auprès de l'ONÉ une demande d'approbation d'un règlement de trois ans partiellement négocié pour la période allant de 2007 à 2009. Le règlement partiel vise toutes les questions liées au coût du service pour la période d'application de trois ans, exception faite du coût du capital et des impôts sur les bénéfices connexes. En décembre 2007, TQM a déposé auprès de l'ONÉ une demande au sujet du coût du capital pour 2007 et 2008. La demande sollicite l'approbation d'un taux de rendement de 11 % sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. Les droits actuels de TQM sont fondés sur la formule du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires préconisée par l'ONÉ en fonction de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 30 %. Les droits de TQM demeureront provisoirement en vigueur jusqu'à ce qu'une décision soit rendue au sujet de la demande, et tout rajustement des droits provisoires sera constaté conformément à la décision.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs détenus en totalité ou en partie par 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 Project 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 ont été établis conformément à un règlement approuvé au titre d'une ordonnance de la FERC émise en février 1998. Ils sont entrés en vigueur en novembre 1997. 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 avaient été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en avril 1990. Ils sont entrés en vigueur en juin 1990. 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 tenue de ne pas en présenter.

GTN

GTN est réglementée par la FERC. Ses deux réseaux, soit le réseau GTN et North Baja, sont exploités 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, les pipelines ont le droit d'accorder des remises ou de négocier. En juin 2006, le réseau GTN a déposé un dossier tarifaire général en vertu de la *Natural Gas Act of 1938*. Le 1^{er} novembre 2007, le réseau GTN a déposé un document de stipulation auprès de la FERC qui comprenait un règlement non contesté à l'égard de tous les aspects de son dossier tarifaire de 2006. Les résultats financiers de GTNC en 2007 reflètent les modalités du règlement, que la FERC a approuvé le 7 janvier 2008. En 2008, le réseau GTN remboursera à ses clients les montants perçus en sus des tarifs stipulés dans le règlement pour la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 31 octobre 2007. Le règlement prévoit un moratoire de cinq ans qui interdit au réseau GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts en vertu de la *Natural Gas Act of 1938*. Le réseau GTN est également tenu de déposer un dossier tarifaire au cours des sept prochaines années. Les tarifs relatifs à la capacité de North Baja ont été établis en 2002 dans le décret initial de la FERC en homologuant la construction et l'exploitation de North Baja.

Great Lakes

Les droits et tarifs de Great Lakes sont assujettis à la réglementation de la FERC. En 2000, Great Lakes a négocié un règlement tarifaire général avec ses clients. Il stipule les droits courant en vigueur. Le règlement est venu à échéance le 31 octobre 2005 et il ne comprenait aucune exigence de dépôt d'une demande de nouveau tarif à une date quelconque ni aucune interdiction de présenter une demande tarifaire.

Portland

En 2003, la FERC a approuvé le dossier tarifaire général de Portland en vertu de la *Natural Gas Act of 1938*. Portland est tenue de déposer, en vertu de l'article 4 de la *Natural Gas Act of 1938*, un dossier tarifaire général dont la date d'entrée en vigueur proposée est le 1^{er} avril 2008.

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. Le 1^{er} janvier 2007, les tarifs globaux ont été réduits d'environ 5 % comparativement aux tarifs imputés avant le dépôt du règlement. Ce dernier prévoit également des tarifs saisonniers pour les services de transport à court terme. Ces tarifs varient mensuellement. Le règlement comprend 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 et que Northern Border fournisse 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>	2007	2006	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁽¹⁾	85		1
Pertes non réalisées sur instruments dérivés – réseau principal au Canada ⁽²⁾	63	44	1 - 3
Pertes non réalisées sur instruments dérivés – Foothills ⁽²⁾	33	33	6
Pertes non réalisées sur instruments dérivés – réseau de l'Alberta ⁽²⁾	10	7	1 - 5
Effet des variations de change sur le capital de la dette à long terme – réseau de l'Alberta ⁽³⁾	34	33	22
Impôts reportés sur les coûts de détention capitalisés pendant la construction de l'installation de service – ANR ⁽⁴⁾	20		s.o.
Frais d'émission non amortis sur les titres privilégiés – réseau principal au Canada ⁽⁵⁾	19		19
Dépenses préliminaires de la phase II – Foothills ⁽⁶⁾	18	20	8
Obligations transitoires au titre des autres régimes d'avantages sociaux ⁽⁷⁾	16	18	9
Avantages complémentaires de retraite non amortis – ANR ⁽⁸⁾	13		4 - 6
Autres	25	23	s.o.
Total des actifs réglementaires (autres actifs)	336	178	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁽¹⁾	3	70	1
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau de l'Alberta ⁽⁹⁾	168	60	5 - 22
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau principal au Canada ⁽⁹⁾	61	195	1 - 3
Effet des variations de change sur la dette à long terme – Foothills ⁽⁹⁾	37	19	6
Gain de change sur le rachat de titres privilégiés (déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 15 millions de dollars) – réseau principal au Canada ⁽⁵⁾	150		4
Avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite – ANR ⁽¹⁰⁾	38		s.o.
Suivi du combustible – ANR ⁽¹¹⁾	29		s.o.
Récupération négative – ANR ⁽¹²⁾	17		s.o.
Avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite – réseau de GTN ⁽¹³⁾	–	19	4
Autres	22	23	s.o.
Total des passifs réglementaires (montants reportés)	525	386	

(1) Les actifs et 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 qui suit immédiatement. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR auraient exigé que les variations donnant lieu à un actif réglementaire soient incluses dans les résultats d'exploitation de l'exercice au cours duquel les variations ont eu lieu. Si de telles variations entraînent un passif réglementaire, il n'y a aucune différence entre les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs et le traitement comptable conformément aux PCGR. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts pour 2007 auraient été de 85 millions de dollars inférieurs (aucune variation en 2006).

(2) Les pertes non réalisées 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 de créance libellés en monnaie étrangère visant le réseau principal au Canada, Foothills et le réseau de l'Alberta. Les swaps de taux d'intérêt pour le réseau principal au Canada ont été conclus en raison du programme de gestion des taux d'intérêt pour le réseau principal approuvé par l'ONÉ dans le cadre du règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et les produits visant la période allant de 1996 à 1999. Les économies ou les pertes relativement aux intérêts sont déterminées au moment où les swaps sont réglés. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent que ces pertes à la juste valeur soient incluses dans les résultats d'exploitation du réseau principal au Canada, car elles n'ont pas été documentées en tant que couvertures à des fins comptables. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts du réseau principal au Canada en 2007 auraient été de 19 millions de dollars inférieurs (1 million de dollars inférieurs en 2006). L'actif réglementaire visant Foothills représente les pertes non réalisées pour la période au cours de laquelle l'instrument dérivé n'était pas efficace depuis son entrée en vigueur jusqu'au 31 décembre 2005. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été les mêmes en 2007 et en 2006 pour Foothills. L'actif réglementaire visant le réseau de l'Alberta représente les swaps de devises au titre des créances libellées en monnaie étrangère et les contrats de change à terme liés à la couverture du risque du taux de change inhérent aux obligations contractuelles d'achat de matériaux dans le cadre des projets de construction. Sans l'application des méthodes comptables

utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts du réseau de l'Alberta en 2007 auraient été de 3 millions de dollars inférieurs (aucune variation en 2006).

- (3) Le compte à l'égard du change sur le capital de la dette à long terme du réseau de l'Alberta, approuvé par l'EUB, est conçu pour faciliter le recouvrement ou le remboursement des gains et des pertes de change sur la durée des titres de créance libellés en monnaie étrangère. Le gain estimatif ou la perte estimative sur la dette libellée en monnaie étrangère est amorti sur la durée résiduelle de l'émission de titres de créance 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.
- (4) Les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs permettent la capitalisation des capitaux propres et de l'intérêt sur les coûts de détention des fonds utilisés durant la construction des biens de service. 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. Les fonds utilisés pendant la construction faisant partie des capitaux propres ne sont pas imposables; par conséquent, une provision pour les impôts reportés est constatée avec une opération compensatoire pour l'actif réglementaire correspondant.
- (5) En juillet 2007, la société a racheté les titres privilégiés 8,25 % de 460 millions de dollars US qui sous-tendaient la base tarifaire du réseau principal au Canada. Au moment du rachat des titres, un gain de change réalisé à comptabiliser selon la méthode de l'imputation à l'exercice sera transmis aux clients du réseau principal au Canada sur la période du règlement quinquennal conformément au règlement approuvé par l'ONÉ en mai 2007. En outre, les frais d'émission des titres privilégiés seront amortis sur 20 ans à partir du 1^{er} janvier 2007. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent que le gain de change et que les frais d'émission non amortis soient inclus dans les résultats d'exploitation du réseau principal au Canada pendant l'exercice au cours duquel les titres sont rachetés, ce qui s'est traduit en 2007, par une augmentation de 165 millions de dollars et une diminution de 19 millions de dollars des résultats d'exploitation avant les impôts au titre respectivement du gain de change et des frais d'émission.
- (6) 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, dont l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période allant du 1^{er} novembre 2002 au 31 décembre 2015. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, ces coûts doivent être passés en charges pendant l'exercice au cours duquel ils sont engagés conformément aux PCGR, ce qui aurait fait augmenter de 2 millions de dollars les résultats d'exploitation de 2007 avant les impôts (augmentation de 3 millions de dollars en 2006).
- (7) L'actif réglementaire relativement aux obligations transitoires annuelles au titre des autres régimes d'avantages sociaux est amorti sur une période de 17 ans, depuis le 1^{er} janvier 2000 jusqu'au 31 décembre 2016, date à laquelle l'obligation transitoire aura été entièrement récupérée par le truchement de la tarification. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs en 2007 (supérieurs de 2 millions de dollars en 2006).
- (8) 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 complémentaires de retraite pour un groupe fermé d'employés à la retraite a été constatée en tant qu'actif réglementaire et elle est amortie à raison de 3 millions de dollars par an jusqu'en 2011. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été supérieurs de 3 millions de dollars en 2007.
- (9) 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 de créance 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 de créance 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 de créance en monnaie étrangère est désigné ou non en tant que couverture du placement net de la société dans des actifs étrangers.
- (10) Dans les tarifs d'ANR, un montant est recouvré au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages complémentaires de retraite. Le passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les tarifs et le montant de la charge liée aux avantages postérieurs à l'emploi et les avantages complémentaires de retraite.
- (11) 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 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 rajustement 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.
- (12) ANR recouvre dans ses tarifs courants une indemnité de récupération négative relativement à ses installations marines de transport et de collecte. Cette indemnité de récupération négative est perçue en tant que composante de la dotation à l'amortissement et elle est

constatée dans un compte de récupération négative avec la réserve au titre de l'amortissement cumulé. Les coûts liés à l'abandon des installations marines de transport et de collecte sont imputés à la réserve pour récupération négative.

⁽¹³⁾ Dans les tarifs du réseau GTN, conformément au règlement tarifaire de 1996, un montant a été récupéré au titre des avantages complémentaires de retraite. Le passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les tarifs et le montant des avantages complémentaires de retraite passé en charges en vertu des PCGR. Aux termes du règlement de 2007, il est présumé que l'actif réglementaire du réseau GTN au titre des avantages complémentaires de retraite autres que des prestations de retraite est de zéro et il a par conséquent été transféré aux autres montants reportés. Le solde au 31 décembre 2006 est amorti sur cinq ans.

Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode des impôts exigibles est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel au Canada. Tel qu'il est permis par les PCGR, cette méthode est également utilisée à des fins comptables, puisqu'il est 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. Par conséquent, les passifs d'impôts futurs n'ont pas été constatés, puisqu'il est prévu qu'au moment où ils deviendront exigibles, ces montants seront recouverts par le truchement des tarifs futurs. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent la constatation de passifs d'impôts futurs. Si la méthode du report d'impôts variable avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 138 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2007 (1 355 millions de dollars en 2006). En 2007, les réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada ont fait baisser de 123 millions de dollars ce passif d'impôts futurs non constatés. Dans le cas des établissements de transport de gaz aux États-Unis, la méthode du report d'impôts variable est utilisée à des fins comptables et aux fins de la tarification; selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés en fonction des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Cette méthode étant également utilisée aux fins de la tarification des établissements de transport de gaz aux États-Unis, les produits de l'exercice considéré comprennent une provision pour les impôts calculée selon la méthode du report d'impôts variable. Par conséquent, aucun actif ni aucun passif réglementaire connexe n'est constaté.

NOTE 14 TITRES PRIVILÉGIÉS

En juillet 2007, TCPL a exercé son droit de rachat à l'égard des titres privilégiés au taux de 8,25 % et d'un montant de 460 millions de dollars US échéant en 2047. Les titres en question ont été rachetés au comptant et à leur valeur nominale dans le cadre du règlement tarifaire 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 d'une période de cinq ans, conformément au règlement.

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>	2007	2006
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	539	287
Autres	71	79
	610	366

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>	2007	2006	2005
Participation sans contrôle dans PipeLines, LP	65	43	52
Autres	10	13	10
	75	56	62

Au 31 décembre 2007, la participation sans contrôle dans PipeLines LP représente la participation de 67,9 % (86,6 % au 31 décembre 2006) n'étant pas détenue par TCPL. Les autres participations sans contrôle comprennent la participation sans contrôle de 38,3 % (38,3 % au 31 décembre 2006) détenue dans Portland par un associé non relié.

TCPL a tiré des produits d'exploitation de 2 millions de dollars en 2007 (1 million de dollars en 2006; 1 million de dollars en 2005) et de 7 millions de dollars en 2007 (6 millions de dollars en 2006; 6 millions de dollars en 2005) pour les services fournis respectivement à PipeLines LP et à Portland.

NOTE 16 ACTIONS PRIVILÉGIÉES

<i>Aux 31 décembre</i>	Nombre d'actions (en milliers)	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2007 (en millions de dollars)	2006 (millions of 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 en séries est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

À compter du 15 octobre 2013, en ce qui a trait aux actions de série U, et à compter du 5 mars 2014, en ce qui a trait aux actions de série Y, l'émetteur pourra racheter ces actions au prix de 50 \$ l'action.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

En 2007, le conseil d'administration de TransCanada Corporation (TransCanada) a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % à l'intention des participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (RDA) de TransCanada. Ce régime permet aux actionnaires privilégiés admissibles de TCPL de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. À partir du dividende payable en avril 2007, les actions du RDA ont été offertes aux participants à un escompte de 2 % sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. Par le passé, les actions étaient achetées par TransCanada sur le marché libre et 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.

NOTE 17 ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2005	480 668	4 632
Émises en contrepartie de trésorerie ou d'équivalents de trésoreries	2 676	80
En circulation au 31 décembre 2005 et 2006	483 344	4 712
Émises en contrepartie de trésorerie ou d'équivalents de trésoreries	48 205	1 842
En circulation au 31 décembre 2007	531 549	6 554

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Capitaux propres

En 2007, TCPL a émis 48,2 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,8 milliard de dollars. De ce total, un montant de 1,5 milliard de dollars a servi à financer en partie l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes.

Restrictions quant aux dividendes

Certaines dispositions dont sont assorties les actions privilégiées et les titres de créance 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 2007, aux termes des dispositions les plus restrictives, la société disposait d'un montant d'environ 1,5 milliard de dollars (1,9 milliard de dollars en 2006) pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires.

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 de liquidité, que la fonction de gestion des risques contribue à gérer. Le principal objectif de gestion des risques de TCPL est de protéger le bénéfice et les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur pour les actionnaires.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les autres 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. Le comité de vérification de TCPL 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 des examens réguliers et ponctuels au besoin 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, achète et vend des produits de base, émet des titres de créance 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 au risque de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt qui influent sur son résultat et sur la valeur des instruments dérivés qu'elle détient. Dans le cadre de sa politique de gestion des risques en général, la société a recours à des instruments dérivés pour gérer le risque de marché résultant de ces activités.

Les contrats 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.
- Contrats visant le rendement thermique – contrats prévoyant des achats ou des ventes d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier.

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 et du gaz naturel. Un certain nombre de stratégies permettent d'atténuer ces risques, notamment :

- Pour gérer les risques de marché auxquels elle est exposée 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, et des instruments financiers dérivés.
- Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à moyen et à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements en électricité, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour assurer qu'elle peut gérer l'ensemble de son portefeuille d'actifs avec la souplesse d'exploitation nécessaire.
- La société achète une partie du gaz naturel requis pour ses centrales de cogénération alimentées au gaz naturel 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 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.

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 énergétiques de base afin de déterminer le traitement comptable qui convient. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer s'ils répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptes Agréés* intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes d'éléments non financiers de la société. 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 en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge dans le cadre d'opérations adossées, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel sur le marché.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Au 31 décembre 2007, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 190 millions de dollars étaient inclus dans le poste Stocks. Le montant constaté dans les produits en 2007 au titre de la variation nette de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif était négligeable. Un gain de 10 millions de dollars a été constaté dans les produits en 2007 au titre de la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de stocks de gaz naturel exclusif incluse.

Risque de change et de taux d'intérêt

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

Une partie du bénéfice de TCPL provenant des activités des secteurs de l'énergie et des pipelines à l'extérieur du Canada est générée en dollars US et est ainsi assujettie aux variations des taux de change. La valeur du dollar canadien en regard du dollar US peut influencer positivement ou négativement sur le bénéfice net de TCPL, bien que TCPL atténue l'incidence de telles variations en réduisant le risque pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture. Avec l'accroissement de ses activités d'exploitation aux États-Unis, y compris l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes et dans PipeLines LP, TCPL prévoit que le risque lié aux fluctuations du dollar US augmentera.

La société gère les risques de taux de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations ainsi que le risque d'intérêt touchant le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et 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 société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les prix, en raison de sa dette à long terme assortie d'un taux d'intérêt fixe et elle est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie en raison de sa dette à long terme assortie d'un taux variable. Pour gérer son exposition à ces risques, la société a recours à un amalgame de contrats à terme, de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres de créance, à des contrats à terme, à des swaps de devises et à des options libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 décembre 2007, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 4,3 milliards de dollars (4,4 milliards de dollars US) et une juste valeur de 4,4 milliards de dollars (4,5 milliards de dollars US). Les contrats à terme, les swaps et les options sont constatés à leur juste valeur et sont inclus dans les autres actifs.

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)	2007		2006	
	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2009 et 2014)	77	350 US	58	400 US
Options sur dollars US (échéant en 2008)	3	600 US	(6)	500 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2008)	(4)	150 US	(7)	390 US
	76	1 100 US	45	1 290 US

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (VaR) pour estimer l'incidence qui pourrait découler de son exposition au risque de marché. 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 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 peuvent être 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 et restreint la capacité de TCPL de gérer ces risques. Le conseil d'administration de la société 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 inférieure à 10 millions de dollars au 31 décembre 2007.

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, pour lequel la contrepartie est redevable à la société, ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de contrepartie est atténué 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, l'établissement d'accords de compensation cadre et de limites de risque 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.

À la date du bilan, le risque de crédit maximal lié aux contreparties de TCPL correspond principalement à la valeur comptable des actifs financiers autres que des instruments dérivés ainsi qu'à la juste valeur des instruments dérivés compris dans les actifs financiers.

La société détient des contrats pour la vente d'éléments non financiers. Nombre de ces contrats ne répondent pas à la définition d'un instrument financier puisque les volumes sous-jacents sont physiquement livrés pendant le cours normal des activités de la société. Le risque de crédit pour ces contrats non financiers découle du fait qu'une contrepartie pourrait manquer à ses engagements pour ce qui est des montants facturés par TCPL dont elle est redevable. Ces montants facturés sont inclus dans les débiteurs et les autres actifs présentés dans le sommaire des instruments financiers autres que des dérivés qui paraît plus loin dans la présente note. Certains de ces contrats non financiers répondent à la définition d'instrument dérivé, et ils sont constatés à leur juste valeur.

Les valeurs comptables et les justes valeurs des actifs financiers et des instruments dérivés non financiers sont présentées dans le sommaire des instruments financiers autres que des dérivés et le sommaire des instruments financiers dérivés qui paraissent plus loin dans la présente note.

La société ne détient aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée.

Pour certaines réclamations non garanties, la société a conclu des ententes avec certaines filiales de Calpine Corporation (Calpine), d'anciens expéditeurs des réseaux de pipelines de TCPL, qui se sont placés sous la protection de la loi sur la faillite, ainsi qu'il en est question à la note 27.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité 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 de liquidité 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 généralement 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 consenties et de marges de crédit à vue ainsi que l'accès aux marchés des capitaux permettent de répondre à ces besoins, ainsi qu'il est question dans la section sur la gestion des capitaux dans la présente note.

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 2007.

Remboursements contractuels des passifs financiers

<i>Au 31 décembre 2007 (en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2008	2009 à 2010	2011 à 2012	2013 et par la suite
Billets à payer	55	55	–	–	–
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	13 908	556	1 619	2 051	9 682
Dette à long terme des coentreprises	903	30	370	164	339
Total des remboursements contractuels	14 866	641	1 989	2 215	10 021

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers

<i>Au 31 décembre 2007 (en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2008	2009 à 2010	2011 à 2012	2013 et par la suite
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	11 566	895	1 636	1 464	7 571
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme des coentreprises	332	55	85	53	139
Total des paiements d'intérêt	11 898	950	1 721	1 517	7 710

Gestion des capitaux

Le principal objectif de la gestion des capitaux est d'assurer le maintien d'une cote de crédit élevée de TCPL à l'appui des entreprises de la société et pour maximiser la valeur pour les actionnaires. D'une manière générale, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2007 n'ont pas été modifiés depuis l'exercice précédent.

TCPL gère la structure de ses capitaux d'une manière qui concorde avec les caractéristiques des risques inhérents aux actifs sous-jacents. La direction de la société estime que la structure de ses capitaux 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, des billets subordonnés de rang inférieur et des titres privilégiés, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La dette nette comprend exclusivement les obligations que la société contrôle et gère, et, 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 au 31 décembre 2007 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)

Billets à payer	41
Dette à long terme	12 933
Billets subordonnés de rang inférieur	975
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(333)
Dette nette	13 616
Participations sans contrôle	610
Capitaux propres	10 053
Total des capitaux propres	10 663
Total des capitaux	24 279

Justes valeurs

La juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des billets à payer se rapproche de leur valeur comptable, du fait 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 au rendement thermique a été calculée au moyen des prix à terme estimatifs pour la période visée.

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

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 lorsqu'ils sont disponibles, ou, lorsque ces renseignements ne sont pas disponibles, en actualisant les paiements futurs de l'intérêt et du capital aux taux d'intérêt estimatifs auxquels la société avait accès au 31 décembre 2007. La juste valeur des titres privilégiés a été déterminée en fonction des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

Juste valeur de la dette à long terme et des autres titres à long terme

Le sommaire des valeurs comptables et des justes valeurs de la dette à long terme et des autres titres à long terme s'établit comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2007		2006	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme				
TransCanada PipeLines Limited ⁽¹⁾	8 519	9 400	8 549	9 738
NOVA Gas Transmission Ltd.	1 508	1 877	1 648	2 111
TransCanada PipeLine USA Ltd.	850	850	–	–
ANR Pipeline Company	435	573		
Gas Transmission Northwest Corporation	399	383	466	450
TC PipeLines, LP	499	499	463	463
Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership	434	519	–	–
Tuscarora Gas Transmission Company	67	81	86	94
Portland Natural Gas Transmission System	205	214	263	265
Autres	17	24	28	28
	12 933	14 420	11 503	13 149
Billets subordonnés de rang inférieur	975	914		
	13 908	15 334	11 503	13 149
Dette à long terme des coentreprises				
Northern Border Pipeline Company	311	329	368	363
Iroquois Gas Transmission System, L.P.	169	180	209	230
Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership	–	–	262	258
Bruce Power L.P. et Bruce Power A L.P.	243	243	250	249
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	165	169	171	177
Autres	15	16	18	18
	903	937	1 278	1 295
	14 811	16 271	12 781	14 444
Titres privilégiés	–	–	536	532

⁽¹⁾ La valeur comptable de la dette à long terme s'est accrue de 15 millions de dollars en raison de rajustements de la juste valeur de swaps visant des titres de créance de 150 millions de dollars et de 200 millions de dollars US.

Sommaire des instruments financiers autres que des dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers autres que des dérivés s'établit comme suit :

<i>Au 31 décembre 2007 (en millions of dollars)</i>	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	504	504
Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾	1 231	1 231
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	17	17
	1 752	1 752
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾		
Billets à payer	55	55
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 452	1 452
Dettes à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	13 908	15 334
Dettes à long terme des coentreprises	903	937
Autres passifs à long terme des coentreprises ⁽⁴⁾	60	60
	16 378	17 838

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2007 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des rajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

⁽²⁾ Au 31 décembre 2007, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 018 millions de dollars dans les débiteurs et de 230 millions de dollars dans les autres actifs.

⁽³⁾ Constatés au coût après amortissement, exception faite de la dette à long terme, qui est constatée à la juste valeur ainsi qu'il est décrit à la note 9.

⁽⁴⁾ Au 31 décembre 2007, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 434 millions de dollars dans les débiteurs et de 78 millions de dollars dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

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

Au 31 décembre

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

	2007			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Participation
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction				
Justes valeurs ⁽¹⁾				
Actifs	55 \$	43 \$	11 \$	23 \$
Passifs	(44)\$	(19)\$	(79)\$	(18)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽²⁾				
Achats	3 774	47	-	-
Ventes	4 469	64	-	-
En dollars CA	-	-	-	615
En dollars US	-	-	484 US	550 US
En yen japonais (en milliards)	-	-	9,7 Y	-
Devises	-	-	227/157 US	-
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	16 \$	(10)\$	8 \$	(5)\$
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	(8)\$	47 \$	39 \$	5 \$
Dates d'échéance	2008 - 2016	2008 - 2010	2008 - 2012	2008 - 2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾				
Justes valeurs ⁽¹⁾				
Actifs	135 \$	19 \$	- \$	2 \$
Passifs	(104)\$	(7)\$	(62)\$	(16)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽²⁾				
Achats	7 362	28	-	-
Ventes	16 367	4	-	-
En dollars CA	-	-	-	150
En dollars US	-	-	113 US	875 US
Devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	(29)\$	18 \$	- \$	3 \$
Dates d'échéance	2008 - 2013	2008 - 2010	2008 - 2013	2008 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt de 2 millions de dollars qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur.

(5) Le bénéfice net en 2007 comprenait des gains de 7 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. Le bénéfice net en 2007 comprenait une perte de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture. La comptabilité de couverture a été abandonnée lorsqu'il est devenu improbable que l'opération se réalise avant la fin de la période spécifiée initialement.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sont présentées dans les postes du bilan comme suit:

<i>Au 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007
Actif	
Autres actifs à court terme	160
Créditeurs	(144)
Long terme	
Autres actifs	204
Montants reportés	(205)

Instruments financiers dérivés des coentreprises

Le présentation des instruments financiers dérivés au bilan ci-dessus comprend les montants liés aux instruments dérivés visant l'électricité utilisés par certaines 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 au 31 décembre 2007 est de 75 millions de dollars. Les dates d'échéance de ces contrats varient de 2008 à 2013. La quote-part revenant à la société des volumes des ventes d'électricité de référence liée à ce risque s'établissait à 7 300 gigawatts-heure (GWh) au 31 décembre 2007. La quote-part revenant à la société des volumes des achats d'électricité de référence liée à ce risque était de 50 GWh au 31 décembre 2007.

NOTE 19 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**Provision pour impôts sur les bénéfices**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Exigibles			
Canada	364	263	499
Pays étrangers	65	37	51
	429	300	550
Futurs			
Canada	8	104	(46)
Pays étrangers	46	71	106
	54	175	60
	483	475	610

Répartition géographique du bénéfice

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Canada	1 208	1 158	1 315
Pays étrangers	582	444	587
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 790	1 602	1 902

Rapprochement de la charge fiscale

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 790	1 602	1 902
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	32,1 %	32,5 %	33,6 %
Charge fiscale prévue	575	521	639
Différence d'impôts sur les bénéfices liée aux activités réglementées	69	72	71
Taux d'imposition étrangers effectifs (inférieurs) supérieurs	(39)	–	2
Taux d'imposition et changements législatifs	(73)	(33)	–
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(34)	(27)	(29)
Tranche non imposable des gains à la vente d'actifs	(3)	–	(68)
Impôt des grandes sociétés	–	–	15
Autres ⁽¹⁾	(12)	(58)	(20)
Charge fiscale réelle	483	475	610

⁽¹⁾ Ce poste comprend des économies d'impôts sur les bénéfices de 13 millions de dollars constatées en 2007 à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations (51 millions de dollars en 2006).

Actifs et passifs d'impôts futurs

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006
Montant reportées	43	65
Autres avantages postérieurs à l'emploi	57	45
Pertes non réalisées sur les instruments dérivés	22	–
Autres	63	53
	185	163
Moins : provision pour moins-value	13	14
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	172	149
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	1 073	768
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	61	113
Prestations de retraite	50	59
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	110	39
Gains non réalisés sur les instruments dérivés	27	–
Autres	44	46
Passifs d'impôts futurs	1 365	1 025
Montant net des passifs d'impôts futurs	1 193	876

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 72 millions de dollars au 31 décembre 2007 (72 millions de dollars en 2006).

Versements d'impôts sur les bénéfices

La société a effectué des versements d'impôts sur les bénéfices de 440 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (494 millions de dollars en 2006; 531 millions de dollars en 2005).

NOTE 20 BILLETTS À PAYER

	2007		2006	
	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	55	5,0 %	467	4,3 %

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 2007, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables non garanties totalisant 2,9 milliards de dollars à l'appui de son programme de papier commercial et à d'autres fins générales. Ces facilités de crédit comprennent ce qui suit :

- En décembre 2007, la facilité de crédit consortiale consentie d'une durée de cinq ans de 1,5 milliard de dollars a été portée à 2,0 milliards de dollars et prorogée jusqu'en décembre 2012. Les frais engagés pour maintenir la facilité de crédit se sont élevés à 2 millions de dollars en 2007 (2 millions de dollars en 2006).
- Au 31 décembre 2007, la société avait accès à une facilité de crédit renouvelable et reportable de cinq ans de 300 millions de dollars US faisant partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada Pipeline USA Ltd. dont il est question à la note 9.
- La société dispose en outre de marges à vue de 600 millions de dollars, permettant l'émission de lettres de crédit et lui donnant accès à des liquidités supplémentaires. Au 31 décembre 2007, la société avait affecté environ 334 millions de dollars du total de ces marges de crédit à des lettres de crédit. 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.

NOTE 21 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2007, 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'élèvent à 65 millions de dollars (39 millions de dollars en 2006), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation variant de 2 % à 3 % par année. La juste valeur estimative de ces passifs s'établit à 25 millions de dollars au 31 décembre 2007 (9 millions de dollars en 2006) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 8,0 %. Au 31 décembre 2007, le calendrier prévu pour le paiement en règlement des obligations s'étend de un à 27 ans.

Au 31 décembre 2007, 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 se montent à 216 millions de dollars (162 millions de dollars en 2006), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation variant de 2 % à 3 % par année. La juste valeur estimative de ce passif s'établit à 63 millions de dollars au 31 décembre 2007 (36 millions de dollars en 2006) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2007, le calendrier prévu pour le paiement en règlement des obligations s'étend de 11 à 32 ans.

Rapprochement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations⁽¹⁾

(en millions de dollars)	Pipelines	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2005	5	31	36
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	(1)	1	-
Vente de S.E.C. Électricité	-	(5)	(5)
Charge de désactualisation	-	2	2
Solde au 31 décembre 2005	4	29	33
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	4	6	10
Charge de désactualisation	1	1	2
Solde au 31 décembre 2006	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

⁽¹⁾ Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont incluses dans les montants reportés.

NOTE 22 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre des régimes PD qui couvrent la presque totalité de ses employés. Les 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. Les prestations sont majorées chaque année 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 11 ans.

La société offre également à ses employés des régimes CD 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 14 ans au 31 décembre 2007. Les cotisations aux régimes CD sont passées en charges au moment où elles sont engagées.

En 2007, la société a passé en charges un montant de 8 millions de dollars (2 millions de dollars en 2006; 2 millions de dollars en 2005) relativement aux régimes d'épargne-retraite à l'intention de ses employés aux États-Unis.

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 61 millions de dollars en 2007 (104 millions de dollars en 2006; 74 millions de dollars en 2005).

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 2008, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2009.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	1 378	1 282	132	148
Coût des services rendus au cours de l'exercice	45	39	2	3
Intérêts débiteurs	73	65	7	8
Cotisations des employés	4	3	–	–
Prestations versées	(65)	(64)	(7)	(7)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(22)	53	8	(2)
Variations du taux de change	(16)	–	(6)	–
Modification des régimes	–	–	–	(18)
Acquisition	65	–	19	–
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	1 462	1 378	155	132
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 264	1 096	33	27
Rendement réel des actifs des régimes	33	134	2	6
Cotisations de l'employeur	46	95	7	7
Cotisations des employés	4	3	–	–
Prestations versées	(65)	(64)	(7)	(7)
Variations du taux de change	(17)	–	(5)	–
Acquisition	93	–	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	1 358	1 264	30	33
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(104)	(114)	(125)	(99)
Perte actuarielle nette non amortie	299	291	44	39
Coûts non amortis au titre des services passés	28	32	7	(12)
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	223	209	(74)	(72)

L'actif (le passif) au titre des prestations constituées est présenté aux bilans de la société comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Autres actifs	223	230	5	5
Montants reportés	–	(21)	(79)	(77)
Total	223	209	(74)	(72)

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 au 31 décembre.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Obligation au titre des prestations	(1 324)	(1 359)	(155)	(102)
Juste valeur des actifs des régimes	1 198	1 243	30	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(126)	(116)	(125)	(102)

En 2008, la société prévoit que ses cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 60 millions de dollars, alors que ses cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 14 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>	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux
2008	65	7
2009	68	7
2010	71	8
2011	74	9
2012	78	9
Période de 2013 à 2017	447	54

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	
	2007	2006	2007	2006
Taux d'actualisation	5,30 %	5,00 %	5,50 %	5,20 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %		

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		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Taux d'actualisation	5,05 %	5,00 %	5,75 %	5,20 %	5,15 %	6,00 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,90 %	6,90 %	6,90 %	7,75 %	7,75 %	7,20 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %	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 2008. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2016 et demeurer 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	14	(12)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Coût des services rendus au cours de l'exercice	45	39	32	2	3	3
Intérêts débiteurs	73	65	63	7	8	7
Rendement réel des actifs des régimes	(33)	(134)	(119)	(2)	(6)	(2)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(22)	53	149	8	(2)	21
Modification des régimes	-	-	-	-	(18)	-
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les rajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	63	23	125	15	(15)	29
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	(51)	63	54	(1)	4	-
Différence entre (le gain actuariel constaté) la perte actuarielle constatée et (le gain actuariel réel) la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	47	(27)	(131)	(7)	4	(20)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	4	4	3	-	19	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	2	2	2
Coût net des prestations constaté	63	63	51	9	14	12

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée moyenne pondérée, par catégorie d'actifs, s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre</i> Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2007	2006	2007
Titres de créance	42 %	40 %	35 % à 60 %
Titres de participation	58 %	60 %	40 % à 65 %
	100 %	100 %	

Les titres de créance comprenaient la dette de la société de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) et de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2007 et 2006. Les titres de participation comprenaient les actions ordinaires de la société d'un montant de 6 millions de dollars (0,4 % du total des actifs des régimes) et de 6 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2007 et 2006.

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 d'autres 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, 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 34 millions de dollars en 2007 (25 millions de dollars en 2006; 4 millions de dollars en 2005).

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 2008, et les prochaines évaluations requises auront lieu en date du 1^{er} janvier 2009.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	807	679	169	81
Coût des services rendus au cours de l'exercice	28	24	10	7
Intérêts débiteurs	40	37	8	5
Cotisations des employés	5	5	–	–
Prestations versées	(23)	(15)	(2)	(2)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(34)	77	(16)	72
Variations du taux de change	(3)	–	–	–
Acquisition	(31)	–	(2)	–
Modification des régimes	–	–	(2)	6
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	789	807	165	169
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	666	585	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	(1)	68	–	–
Cotisations de l'employeur	32	23	2	2
Cotisations des employés	5	5	–	–
Prestations versées	(23)	(15)	(2)	(2)
Variations du taux de change	(5)	–	–	–
Acquisition	(48)	–	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	626	666	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(163)	(141)	(165)	(169)
Perte actuarielle nette non amortie	169	174	45	66
Coûts non amortis au titre des services passés	–	–	3	6
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	6	33	(117)	(97)

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	
	2007	2006	2007	2006
Autres actifs	6	33	–	–
Montants reportés	–	–	(117)	(97)
Total	6	33	(117)	(97)

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 au 31 décembre.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Obligation au titre des prestations	(786)	(773)	(165)	(169)
Juste valeur des actifs des régimes	623	609	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(163)	(164)	(165)	(169)

En 2008, les coentreprises de la société prévoient que leurs cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 31 millions de dollars, alors que leurs cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 3 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 régimes d'avantages sociaux
2008	26	3
2009	30	4
2010	33	5
2011	37	5
2012	41	6
Période de 2013 à 2017	263	39

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	
	2007	2006	2007	2006
Taux d'actualisation	5,25 %	5,05 %	5,15 %	4,95 %
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 au cours des exercices terminés les 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Taux d'actualisation	5,00 %	5,25 %	6,20 %	4,90 %	5,15 %	6,25 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	7,00 %	7,30 %	7,40 %			
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	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	23	(20)

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		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Coût des services rendus au cours de l'exercice	28	24	4	10	7	1
Intérêts débiteurs	40	37	7	8	5	1
Rendement réel des actifs des régimes	1	(68)	(18)	–	–	–
(Gain actuariel) perte actuarielle	(34)	77	17	(16)	72	2
Modification des régimes	–	–	–	(2)	6	–
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les rajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	35	70	10	–	90	4
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	(44)	26	9	–	–	–
Différence entre (le gain actuariel constaté) la perte actuarielle constatée et (le gain actuariel réel) la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	44	(70)	(16)	20	(72)	(3)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	–	–	–	3	(6)	–
Coût net des prestations constaté à l'égard des coentreprises	35	26	3	23	12	1

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite des coentreprises de la société ainsi que la ventilation ciblée moyenne pondérée aux 31 décembre, par catégorie d'actifs, s'établissent comme suit :

<i>31 décembre</i> Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2007	2006	2007
Titres de créance	43 %	29 %	40 %
Titres de participation	57 %	71 %	60 %
	100 %	100 %	

Les titres de créance comprenaient la dette de la société de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2007 et 2006. Les titres de participation comprenaient les actions ordinaires de la société d'un montant de 3 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) et de 6 millions de dollars (1,0 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2007 et 2006.

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

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2007	2006	2005
Diminution (augmentation) des débiteurs	49	(186)	(100)
Augmentation des stocks	(6)	(108)	(50)
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	118	(6)	(1)
Augmentation (diminution) des créditeurs	64	(41)	98
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(10)	41	5
	215	(300)	(48)

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 et une installation de stockage de gaz naturel s'établissent approximativement comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Versements nets
2008	62	(13)	49
2009	58	(12)	46
2010	57	(12)	45
2011	61	(10)	51
2012	61	(6)	55
2013 et par la suite	848	(13)	835
Total	1 147	(66)	1 081

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2021. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement allant de un à dix ans. Le contrat de location-exploitation de l'installation de stockage de gaz naturel échoit en 2030, et le locataire a le droit de résilier le contrat à compter de 2010 et à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Le propriétaire a le droit de résilier le contrat à tous les cinquièmes anniversaires à compter de 2015. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation se sont élevées à 34 millions de dollars en 2007 (25 millions de dollars en 2006; 17 millions de dollars en 2005).

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation et une partie de ces CAE a été sous-louée 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 choses, de la capacité disponible des centrales. La quantité d'électricité achetée aux termes des CAE en 2007 a été de 440 millions de dollars (499 millions de dollars en 2006; 230 millions de dollars en 2005). Les capacités de production et les dates d'échéances des CAE s'établissent comme suit :

	Mégawatts	Date d'échéance
Sheerness	756	31 décembre 2020
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sundance B	353	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 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 conclu des engagements auprès de tiers fournisseurs relativement à la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs et à la remise à neuf des troisième et quatrième réacteurs afin d'en prolonger la durée de vie utile. La quote-part de TCPL de ses engagements fermes sur la période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2011 s'établit comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	
2008	360
2009	151
2010	69
2011	14
Total	594

Aboriginal Pipeline Group

Le 18 juin 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'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), qui 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. Selon les estimations actuelles, ces coûts devraient s'établir à entre 150 millions de dollars et 200 millions de dollars, selon le rythme d'élaboration du projet. Au 31 décembre 2007, la société avait avancé 137 millions de dollars de ce total.

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 le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal. Le calendrier de

réalisation du projet est incertain et il dépend de la résolution de questions réglementaires et fiscales. La capacité de TCPL de recouvrer son placement dépend de la réalisation du projet.

Autres engagements

TCPL devra engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,6 milliard de dollars pour sa part des coûts de construction de l'oléoduc Keystone et d'autres projets pipeliniers.

La société devra aussi engager des dépenses en immobilisations se situant autour de 608 millions de dollars pour sa part des coûts de construction des projets Halton Hills et Portlands Energy ainsi que ce qu'il reste de celui de Cartier énergie éolienne.

Éventualités

En 2003, Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations (CAPLA) et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la *Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario*, une action contre TCPL et Enbridge Inc. pour des dommages de 500 millions de dollars qu'ils auraient subis du fait qu'ils se soient vu imposer une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres d'une canalisation, conformément à l'article 112 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. En novembre 2006, TCPL et Enbridge Inc. ont obtenu un rejet de la cause, mais CAPLA en a appelé de la décision. La Cour d'appel de l'Ontario a entendu l'appel le 18 décembre 2007 et a différé sa décision. La société continue de croire que la demande n'est pas fondée et elle se défendra vigoureusement. Elle n'a constitué aucune provision pour un passif éventuel. Tout passif, s'il en est, serait traité par le truchement du processus de réglementation.

TCPL et ses filiales peuvent faire l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cours normal de leurs activités. 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 individuellement garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, aux permis d'exploitation, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de un an échéant en 2008 à perpétuité.

TCPL et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles relativement à l'accord conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario pour la remise à neuf et en service des réacteurs de la centrale électrique de Bruce A. Les garanties, qui faisaient partie de la réorganisation de Bruce Power en 2005, échoient sur une période allant de 2019 à 2036. Au 31 décembre 2007, la quote-part de TCPL du risque possible découlant des garanties de Bruce Power était évaluée entre 711 millions de dollars et un maximum de 750 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties est évaluée à 12 millions de dollars.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont solidairement garanti le rendement de ces entités, principalement dans le contexte des projets de construction, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2007, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque possible découlant des garanties variait entre 699 millions de dollars et un maximum de 1 210 millions de dollars. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de celle-ci compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés. Au titre des montants reportés, un montant de 7 millions de dollars l'a été compte tenu de la juste valeur de ces garanties solitaires.

TCPL a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement, sous certaines conditions, du capital et de l'intérêt des titres de créance de 75 millions de dollars US de TransGas de Occidente S.A. (TransGas) émis dans le public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de la convention d'actionnaires, TCPL et une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires ne versaient pas leur apport. Tout paiement effectué par TCPL aux termes de cet accord est converti en capital-actions de TransGas. Le risque éventuel pour la société dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TCPL. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

NOTE 25 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à recevoir de TransCanada Corporation.

<i>(encours en millions de dollars)</i>	Échéance	2007		2006	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte	2008	1 226	4,8	485	4,3
Billets à ordre ⁽¹⁾		181			
Facilité de crédit ⁽²⁾		(207)	6,0	(7)	6,0
Billets à ordre ⁽³⁾ en dollars US (370 \$ US en 2007)	2008	(365)	5,6		
		<u>835</u>		<u>478</u>	

⁽¹⁾ Remboursable sur demande et non assortis d'intérêt.

⁽²⁾ En mai 2003, TCPL a établi une facilité de crédit renouvelable remboursable à demande auprès de TransCanada d'un montant de 500 millions de dollars ou l'équivalent en dollars US portant intérêt au taux préférentiel annuel ou au taux de base annuel aux États-Unis à des fins générales.

⁽³⁾ En février 2007, TCPL a émis un billet à ordre en faveur de TCPL d'un montant de 700 millions de dollars US portant intérêt au TIOL majoré de 32,5 points de base. Les fonds ont été affectés en partie au financement de l'acquisition d'ANR et de Great Lakes. Le billet à ordre arrivait à échéance au plus tard le 9 février 2008. Le solde de 370 millions de dollars US au 31 décembre 2007 a été intégralement remboursé le 7 janvier 2008.

Les opérations suivantes sont comprises dans le montant à payer à TransCanada Corporation.

<i>(encours en millions de dollars)</i>	Échéance	2007		2006	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Facilité de crédit	2009	<u>1 307</u>	5,5	<u>550</u>	5,0

En décembre 2006, TCPL a mis en place après de TransCanada une facilité de crédit de trois ans d'un montant de 1 milliard de dollars et portant intérêt au taux préférentiel ou au taux des acceptations bancaires majoré de 65 points de base au gré de TCPL. Le produit remis aux termes de cet accord peut être affecté au remboursement de la dette ou aux contributions de commandité dans Bruce Power A ou encore aux fonds de roulement et autres fins générales. En octobre 2007, l'accord a été modifié pour porter le montant de la facilité de crédit à 2,5 milliards de dollars. L'accord échoit le 15 décembre 2009. Au 31 décembre 2007, le solde impayé de cette facilité aux termes de l'accord était de 1,3 milliard de dollars (550 millions de dollars en 2006).

En 2007, les charges financières comprenaient des intérêts débiteurs de 72 millions de dollars (3 millions de dollars en 2006) et des intérêts créditeurs de 30 millions de dollars (1 million de dollars en 2006) en raison de cette opération conclue avec TransCanada. Au 31 décembre 2007, les créditeurs comprenaient des intérêts à payer à TransCanada de 5 millions de dollars (néant en 2006) et des intérêts à recevoir de TransCanada de 2 millions de dollars.

NOTE 26 ACTIVITÉS ABANDONNÉES

TCPL n'a inscrit aucun bénéfice découlant des activités abandonnées en 2007 (28 millions de dollars en 2006; néant en 2005). Le bénéfice découlant des activités abandonnées en 2006 tient compte des règlements à la suite de demandes de réclamation soumises dans le cadre de faillites liés à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TCPL s'est dessaisie en 2001.

NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

En 2005, certaines filiales de Calpine se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis. Portland et Gas Transmission Northwest Corporation (GTNC) sont parvenus à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine, pour des montants respectifs de 125 millions de dollars US et de 192,5 millions de dollars US. Les créanciers recevront des actions de Calpine émises après sa réorganisation, et dont le prix variera en fonction des fluctuations de leur cours sur les marchés une fois que les actions en question commenceront à y être transigées. En février 2008, Portland et GTNC ont reçu des distributions initiales de respectivement 6,1 millions d'actions et 9,4 millions d'actions, ce qui devrait mener à une hausse importante du résultat net de TCPL au premier trimestre de 2008.

Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills PipeLines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant respectivement de 31,6 millions de dollars et de 44,4 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils seront transmis aux expéditeurs de ces réseaux sous forme de droits réduits.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES HUIT DERNIERS EXERCICES

(en millions de dollars,
sauf indication contraire)

	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
États des résultats								
Produits	8 828	7 520	6 124	5 497	5 636	5 225	5 285	4 384
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 232	1 071	1 230	1 000	823	769	708	663
Bénéfice net	1 232	1 099	1 230	1 052	873	769	641	724
Bénéfice net (perte nette) par secteur								
Pipelines	686	560	679	584	625	639	572	613
Énergie	514	452	566	398	217	160	181	95
Siège social	10	37	(37)	(4)	(41)	(52)	(67)	(80)
Activités poursuivies	1 210	1 049	1 208	978	801	747	686	628
Activités abandonnées	–	28	–	52	50	–	(67)	61
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	1 210	1 077	1 208	1 030	851	747	619	689
États des flux de trésorerie								
Fonds provenant de l'exploitation	2 603	2 374	1 950	1 701	1 822	1 843	1 625	1 484
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	215	(300)	(48)	28	93	92	(487)	437
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 818	2 074	1 902	1 729	1 915	1 935	1 138	1 921
Dépenses en immobilisations et acquisitions	(5 874)	(2 042)	(2 071)	(2 046)	(965)	(851)	(1 082)	(1 144)
Cession d'actifs	35	23	671	410	–	–	1 170	2 233
Dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	(725)	(639)	(608)	(574)	(532)	(488)	(440)	(458)
Bilans								
Actifs								
Immobilisations corporelles								
Pipelines	18 280	17 141	16 528	17 306	16 064	16 158	16 562	16 937
Énergie	5 127	4 302	3 483	1 421	1 368	1 340	1 116	776
Siège social	45	44	27	37	50	64	66	111
Total de l'actif								
Activités poursuivies	31 165	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	31 165	26 386	24 113	22 421	20 884	20 555	20 531	25 245
Structure du capital								
Dette à long terme	12 377	10 887	9 640	9 749	9 516	8 899	9 444	10 008
Billet subordonnés de rang inférieur	975	–	–	–	–	–	–	–
Titres privilégiés	–	536	536	554	598	944	950	1 208
Participations sans contrôle	610	366	394	311	324	288	286	257
Actions privilégiées	389	389	389	389	389	389	389	389
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire	9 664	7 618	7 164	6 484	6 044	5 747	5 426	5 211

	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Données par action ordinaire								
(en dollars)								
Bénéfice net – de base								
Activités poursuivies	2,28 \$	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
	2,28 \$	2,23 \$	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$
Bénéfice net – dilué								
Activités poursuivies	2,28 \$	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
	2,28 \$	2,23 \$	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,55 \$	1,30 \$	1,45 \$
Données par action privilégiée								
(en dollars)								
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 \$
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 \$
Ratios financiers								
Ratio du bénéfice sur les charges fixes ⁽¹⁾	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 découlant des activités poursuivies avant les charges financières et les impôts sur les bénéfices, à l'exclusion des bénéfices non distribués des sociétés émettrices, par les charges financières (déduction faite des intérêts capitalisés) engagées par la société.

dirigeants



Harold N. Kvisle
Président et chef de la direction



Russell K. Girling
Président, Pipelines



Alexander J. Pourbaix
Président, Énergie



Gregory A. Lohnes
Vice-président directeur
et chef des finances



Dennis J. McConaghy
Vice-président directeur, Stratégie
et développement – pipelines



Sean D. McMaster
Vice-président directeur,
Siège social et chef du contentieux



Sarah E. Raiss
Vice-présidente directrice,
Services généraux



Donald M. Wishart
Vice-président directeur,
Exploitation et ingénierie



pour nous joindre

Consulter notre site Web pour
un complément d'information sur :

- les entreprises de pipelines et d'énergie de la société
- les projets et les 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)

TransCanada Corporation
TransCanada Tower
450 First Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1
1.403.920.2000
1.800.661.3805





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 profite d'importants avantages concurrentiels.

