

Rapport de gestion
et états financiers
consolidés vérifiés

2005



Transport de gaz

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

- déteu en propriété exclusive
- déteu en propriété partielle
- proposé

Oléoduc

- 17** Pipeline Keystone (proposé par TransCanada)

Stockage de gaz

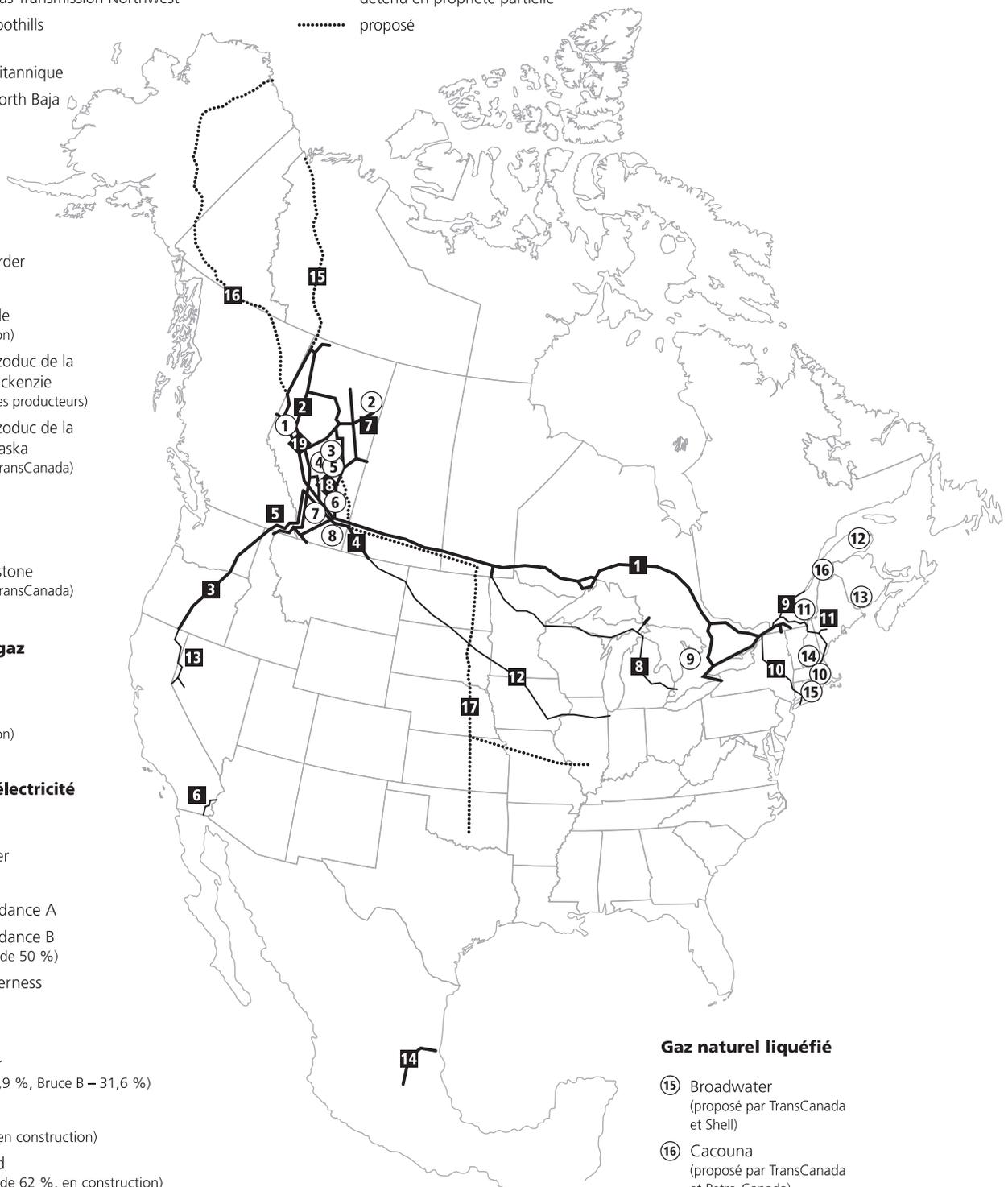
- 18** CrossAlta
- 19** Edson (en construction)

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 – 47,9 %, Bruce B – 31,6 %)
- 10** OSP
- 11** Bécancour (en construction)
- 12** Cartier Wind (participation de 62 %, en construction)
- 13** Grandview
- 14** TC Hydro

Gaz naturel liquéfié

- 15** Broadwater (proposé par TransCanada et Shell)
- 16** Cacouna (proposé par TransCanada et Petro-Canada)

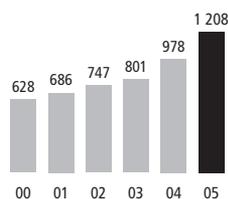


Points saillants des résultats financiers

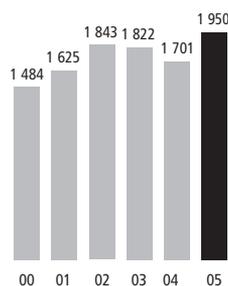
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2005	2004	2003	2002	2001	2000
États des résultats						
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires						
Activités poursuivies	1 208	978	801	747	686	628
Activités abandonnées	–	52	50	–	(67)	61
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	1 208	1 030	851	747	619	689
États des flux de trésorerie						
Fonds provenant de l'exploitation (Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	1 950 (48)	1 701 28	1 822 93	1 843 92	1 625 (487)	1 484 437
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	1 902	1 729	1 915	1 935	1 138	1 921
Dépenses en immobilisations et acquisitions	2 071	2 046	965	851	1 082	1 144
Bilans						
Total de l'actif	24 113	22 421	20 884	20 555	20 531	25 245
Dette à long terme	9 640	9 749	9 516	8 899	9 444	10 008
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	7 164	6 484	6 044	5 747	5 426	5 211

Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions 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)

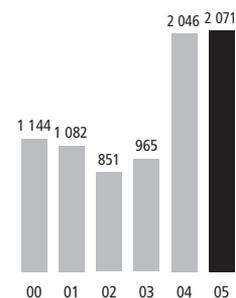


TABLE DES MATIÈRES

REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	
Points saillants	3
Aperçu des résultats consolidés	3
INFORMATIONS PROSPECTIVES	5
APERÇU ET PRIORITÉS STRATÉGIQUES	
TCPL – Aperçu	5
TCPL – Stratégie	6
Entreprises essentielles et faits nouveaux importants en 2005	
Transport de gaz	6
Électricité	9
Excellence opérationnelle et valeurs d'entreprise	10
Capacité concurrentielle et valeurs durables	10
Perspectives	11
TRANSPORT DE GAZ	
Points saillants	13
Aperçu des résultats de l'entreprise de transport de gaz	16
Analyse financière	17
Possibilités et faits nouveaux	18
Faits nouveaux en matière de réglementation	22
Risques d'entreprise	24
Divers	26
Perspectives	27
ÉLECTRICITÉ	
Points saillants	29
Aperçu des résultats de l'entreprise d'électricité	32
Analyse financière	33
Possibilités et faits nouveaux	41
Risques d'entreprise	41
Divers	42
Perspectives	42
SIÈGE SOCIAL	44
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	45
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	46
INSTRUMENTS FINANCIERS ET AUTRES	50
GESTION DES RISQUES	55
CONVENTION COMPTABLE D'IMPORTANCE CRITIQUE	57
ESTIMATION COMPTABLE D'IMPORTANCE CRITIQUE	57
MODIFICATIONS COMPTABLES	57
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	59
FILIALES ET PLACEMENTS	60
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES	61
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES	62
POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2005	64
RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS	65
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	65
GLOSSAIRE	66

Le rapport de gestion daté du 27 février 2006 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 2005. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

POINTS SAILLANTS

Bénéfice net

- En 2005, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires s'est établi à 1 208 millions de dollars, comparativement à 1 030 millions de dollars en 2004.

Résultat net

- En 2005, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies de TCPL (résultat net) a augmenté de 230 millions de dollars pour atteindre 1 208 millions de dollars, comparativement à 978 millions de dollars en 2004.
- Exclusion faite des gains à la vente d'éléments d'actif, le résultat net de TCPL a augmenté de 67 millions de dollars pour atteindre 851 millions de dollars, comparativement à 784 millions de dollars.

Activités d'investissement

- En 2005, TCPL a investi plus de 2,0 milliards de dollars dans ses entreprises de transport de gaz et d'électricité.

Bilan

- En 2005, les capitaux propres de TCPL se sont accrus de plus de 0,6 milliard de dollars.

APERÇU DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2005	2004	2003
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies	1 208	978	801
Activités abandonnées	–	52	50
	1 208	1 030	851

APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS*Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)*

	2005	2004	2003
Transport de gaz – résultat net			
Exclusion faite des gains	635	579	622
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	49	–	–
Gain à la vente de Millennium	–	7	–
	684	586	622
Électricité – résultat net			
Exclusion faite des gains	253	209	220
Gain à la vente de Paiton Energy	115	–	–
Gains liés à S.E.C. Électricité	193	187	–
	561	396	220
Siège social	(37)	(4)	(41)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies ⁽¹⁾	1 208	978	801
Activités abandonnées	–	52	50
	1 208	1 030	851

⁽¹⁾ **Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies :**

Exclusion faite des gains	851	784	801
Gains liés à Paiton Energy, PipeLines LP, S.E.C. Électricité et Millennium	357	194	–
	1 208	978	801

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est chiffré à 1 208 millions de dollars, alors qu'il s'était établi à 1 030 millions de dollars pour l'exercice 2004 et à 851 millions de dollars en 2003. Ces chiffres comprennent le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 52 millions de dollars en 2004 et 50 millions de dollars en 2003. Ils tiennent compte également de la constatation dans les résultats des gains initialement reportés et liés à la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société en 2001.

Le résultat net de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 a été de 1 208 millions de dollars, comparativement à 978 millions de dollars et à 801 millions de dollars, respectivement en 2004 et en 2003. Le résultat net de 2005 comprend des gains, après les impôts, de 193 millions de dollars à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), de 115 millions de dollars à la vente de la participation de la société dans P.T. Paiton Energy Company (Paiton Energy) et de 49 millions de dollars à la vente de parts de TC PipeLines, LP (PipeLines LP), alors que le résultat net de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars après les impôts à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité, la constatation de gains de dilution résultant d'une réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité et d'autres gains antérieurement reportés, ainsi qu'un gain de 7 millions de dollars après les impôts à la vente de la participation en actions de la société dans le projet de pipeline Millennium (Millennium).

Exclusion faite des gains totaux de 357 millions de dollars constatés en 2005 et des gains totaux de 194 millions de dollars constatés en 2004, le résultat net s'est accru de 67 millions de dollars depuis 2004 pour passer à 851 millions de dollars en 2005. Cette hausse s'explique avant tout par l'augmentation du résultat net des entreprises de transport de gaz et d'électricité, en partie annulée par l'accroissement des charges nettes du siège social.

Compte non tenu des gains à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et de la participation dans Millennium en 2004, la progression de 56 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz entre 2004 et 2005 est principalement attribuable à une hausse de 57 millions de dollars découlant de la comptabilisation pour un exercice complet du résultat net du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja (collectivement GTN), acquis le 1^{er} novembre 2004. En outre, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz en 2005 comprend un montant approximatif de 35 millions de dollars (13 millions de dollars en rapport avec l'exercice 2004 et 22 millions de dollars en rapport avec celui de 2005) résultant de la

décision rendue par l'Office national de l'énergie (ONÉ) en avril 2005 au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Cette décision portait sur la structure du capital et prévoyait une majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui passait de 33 % à 36 % pour 2004 et qui s'applique également à 2005 conformément à l'entente tarifaire de 2005. La progression du résultat net du réseau principal au Canada en 2005 en raison de cette décision de l'ONÉ a été en partie neutralisée par l'incidence cumulée de la baisse de la base tarifaire moyenne, de la diminution du résultat compte tenu d'une compression moindre des coûts d'exploitation et d'un recul du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé en 2005 comparativement à celui de 2004. Ces hausses du résultat net ont été en partie contrées par un résultat net moindre des autres entreprises de transport de gaz de TCPL.

À l'exclusion des gains attribuables à la participation de la société dans S.E.C. Électricité en 2004 et en 2005 et dans Paiton Energy en 2005, le résultat net de l'entreprise d'électricité en 2005 s'est accru de 44 millions de dollars comparativement à 2004 en raison de la hausse du bénéfice d'exploitation et des produits divers de Bruce Power (collectivement les placements dans Bruce Power A L.P. (Bruce A) et Bruce Power B L.P. (Bruce B)) et des établissements de l'Est. Cette progression est atténuée par une contribution réduite des établissements de l'Ouest et par l'augmentation des frais généraux, administratifs, de soutien et autres.

L'accroissement de 33 millions de dollars des charges nettes du siège social en 2005, comparativement à 2004, provient principalement de la hausse des intérêts débiteurs nets sur des soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et du papier commercial en 2005 ainsi que de l'annulation, en 2004, des provisions pour la restructuration établies précédemment.

L'accroissement de 177 millions de dollars du résultat net entre 2003 et 2004 comprenait des gains liés à S.E.C. Électricité de 187 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars à la vente de Millennium. Exclusion faite de ces gains, le résultat net en 2004 a reculé de 17 millions de dollars comparativement à celui de 2003, la réduction du résultat net des entreprises de transport de gaz et d'électricité ayant été en partie compensée par le recul des charges nettes du siège social. Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz, exclusion faite des gains, a baissé de 43 millions de dollars en 2004 comparativement à 2003, principalement en raison du résultat net moindre du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. La baisse de 11 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité en 2004 comparativement à 2003, exclusion faite des gains, était en majeure partie due à un montant de 19 millions de dollars après les impôts au titre d'un règlement conclu avec une contrepartie en 2003. La baisse de 37 millions de dollars des charges nettes du siège social de 2003 à 2004 découlait surtout de l'incidence favorable d'éléments liés aux impôts sur les bénéfices, au change et à l'annulation, en 2004, des provisions pour la restructuration.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et hypothèses de TCPL qui reposent sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Les énoncés prospectifs portent, notamment, sur le rendement financier, les perspectives commerciales, les stratégies, les faits nouveaux en matière de réglementation, les nouveaux services, les forces du marché, les engagements et les progrès technologiques prévus. De par leur nature, ces énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et à des incertitudes, y compris les risques importants dont le présent rapport de gestion fait mention sous les rubriques « Transport de gaz – risques d'entreprise » et « Électricité – risques d'entreprise », qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient varier considérablement de ceux anticipés. Les hypothèses importantes sur lesquelles reposent ces énoncés prospectifs sont indiquées dans le présent rapport de gestion sous les rubriques « Aperçu et priorités stratégiques », « Transport de gaz – possibilités et faits nouveaux », « Transport de gaz – perspectives », « Électricité – possibilités et faits nouveaux » et « Électricité – perspectives ». Les lecteurs ne devraient pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, qui sont fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TCPL n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, notamment pour tenir compte de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres faits.

TCPL – APERÇU

TCPL est une importante société d'infrastructures énergétiques nord-américaine dont les activités sont en grande partie concentrées dans les secteurs du transport de gaz naturel et de la production d'électricité, dans des régions où elle possède un solide avantage concurrentiel. Le transport de gaz naturel et l'électricité sont des entreprises complémentaires pour TCPL. Ces deux entreprises dont les activités sont hautement capitalistiques sont soumises à des facteurs économiques semblables pour

ce qui est de l'offre et la demande, en plus d'avoir recours à des technologies et des pratiques d'exploitation similaires. Ce sont aussi des entreprises qui présentent d'importantes possibilités de croissance à long terme.

La demande de gaz naturel en Amérique du Nord va croissante, principalement sous l'impulsion de la demande d'électricité. Les experts prédisent que la demande d'électricité connaîtra un taux de croissance annuel moyen d'environ 2 % au cours des dix prochaines années, surtout en raison de l'accroissement de la population et de la hausse du produit intérieur brut. L'exploitation plus intensive des centrales électriques alimentées au gaz naturel et construites dans le contexte des importants ajouts à la capacité de production sur bon nombre de marchés nord-américains au cours des cinq dernières années devrait permettre de répondre en grande partie à cette intensification de la demande.

Pour leur part, les centrales nucléaires ont joué et continueront de jouer un grand rôle afin de répondre à la demande d'électricité nord-américaine et une nouvelle capacité de production d'énergie nucléaire devrait normalement devenir accessible au fil des ans. Les centrales alimentées au charbon demeurent la plus importante source d'énergie électrique en Amérique du Nord, où les réserves charbonnières sont substantielles. Toutefois, les longs délais de réalisation des nouvelles centrales au charbon et nucléaires, au même titre que les dossiers environnementaux et les questions socioéconomiques connexes, les dépenses en immobilisations élevées et la difficulté d'aménager de telles centrales à proximité des centres de consommation, sont autant de facteurs qui pourraient faire obstacle à l'aménagement et à l'achèvement de nouvelles centrales au charbon ou nucléaires au cours des cinq à dix prochaines années. C'est pourquoi l'électricité continuera probablement d'être produite à partir du gaz naturel pour répondre aux besoins croissants en Amérique du Nord dans un proche avenir, d'où une augmentation substantielle de la consommation de ce gaz. La demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris le Mexique, devrait atteindre quelque 92 milliards de pieds cubes par jour en 2015, soit une augmentation de 16 milliards de pieds cubes par jour comparativement à 2005. Les nouvelles centrales alimentées au gaz naturel devraient représenter environ 10 milliards de pieds cubes par jour de cette croissance.

L'accroissement de la demande fournira de nouveaux découchés, mais au prix de nombreux enjeux pour l'industrie du gaz naturel. 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. L'Amérique du Nord traverse une période de transition et de grands changements, comme le laissent supposer les prix forts pour le gaz naturel qui prévalent actuellement. L'offre gazière est précaire et le demeurera jusqu'à ce que des investissements majeurs soient faits dans les infrastructures requises pour la mise en marché de nouvelles sources d'approvisionnement. Les prévisions laissent entrevoir que la production à partir des bassins classiques nord-américains demeurera à toutes fins utiles uniforme au cours des dix prochaines années. Selon toute probabilité, un accroissement de la production dans la région des montagnes Rocheuses aux États-Unis ne permettra que de compenser le déclin dans d'autres bassins, notamment celui du golfe du Mexique. Les perspectives pour les bassins classiques laissent entrevoir le besoin de faire appel au gaz des régions nordiques et au gaz naturel liquéfié (GNL) de l'étranger pour combler l'écart prévu entre l'offre et la demande. En Amérique du Nord, TCPL est bien placée pour répondre à la demande croissante d'électricité à court terme et pour mettre en marché les nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel à moyen et à long terme.

TCPL – STRATÉGIE

La position de force occupée par TCPL est le résultat direct de la mise à exécution de sa stratégie d'entreprise, adoptée à l'origine en l'an 2000. Bien que le plan stratégique de la société ait évolué pour réagir aux changements survenus et anticipés dans le contexte commercial, il s'appuie toujours sur les mêmes principes fondamentaux. Aujourd'hui, la stratégie générale de TCPL s'articule autour de cinq éléments :

- assurer la croissance de l'entreprise nord-américaine de transport de gaz;
- maximiser la valeur à long terme des actifs de transport de gaz actuels;
- assurer la croissance de l'entreprise nord-américaine d'électricité;
- tendre vers l'excellence opérationnelle;
- maximiser la capacité concurrentielle, les occasions et options ainsi que la valeur durable de TCPL.

Transport de gaz

Stratégie

À l'égard du transport de gaz, la stratégie adoptée par la société consiste à élargir son entreprise en Amérique du Nord tout en maximisant la valeur à long terme de ses actifs de transport de gaz naturel actuels. TCPL assurera la croissance de

l'entreprise de transport de gaz par l'expansion et le prolongement des réseaux en exploitation en vue du raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement aux marchés en plein essor, par l'accroissement de ses participations dans des entités détenues partiellement, par l'acquisition ou la construction de pipelines qui affirmeront sa présence régionale, par l'élargissement de ses activités au secteur du transport de pétrole brut et à long terme par le raccord de nouvelles sources d'approvisionnement, soit le gaz naturel des régions nordiques et le GNL.

Au cours des 50 dernières années, TCPL a acquis des compétences et des connaissances étendues en conception, construction, exploitation et entretien de gazoducs de grand diamètre en climat froid. La société se distingue aussi pour ce qui est de la conception, de l'optimisation et de l'exploitation de postes de compression à turbine à gaz de grande capacité. Aujourd'hui, TCPL exploite un des réseaux de gazoducs télécommandés les plus importants et les plus perfectionnés du monde, pour lequel elle présente une fiche de sécurité et de fiabilité très éloquente. TCPL fait également preuve de compétences éprouvées en élaboration comme en gestion de projets et elle accorde une priorité absolue à l'excellence opérationnelle. Grâce à sa solide situation financière, la société est en mesure d'aménager des infrastructures à grande échelle et de saisir des occasions de premier ordre dès qu'elles se présentent.

La société souhaite non seulement assurer la croissance de son entreprise de transport de gaz en Amérique du Nord, mais elle a toujours pour priorité stratégique de maximiser la valeur à long terme des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive. Les efforts à ce titre portent principalement sur l'obtention d'un rendement équitable sur le capital investi, sur la mise en place de structures tarifaires hautement concurrentielles, ainsi que sur la rationalisation et l'harmonisation des processus et des dispositions tarifaires pour et entre les pipelines réglementés de TCPL. En outre, la société continue de collaborer avec ses clients afin d'élargir la gamme des services offerts et de proposer de nouveaux services avantageux tant pour les clients que pour l'entreprise de transport de gaz de TCPL.

Pipelines existants

Les gazoducs de TCPL relient le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) à des marchés de choix en Amérique du Nord. Le réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive par la société, qui s'étend sur plus de 41 000 kilomètres (km), est l'un des plus longs en Amérique du Nord.

En 2005, le réseau de l'Alberta, détenu en propriété exclusive, a assuré la collecte de 66 % du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien, soit 17 % du total de la production nord-américaine. TCPL exporte du gaz 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 quatre réseaux détenus en propriété exclusive :

- le réseau principal au Canada;
- le réseau de Gas Transmission Northwest;
- le réseau de Foothills;
- le réseau de la Colombie-Britannique.

Qui plus est, TCPL exporte du gaz 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 dans lesquels elle détient les participations suivantes :

- le réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) – participation de 50 %;
- le réseau de Great Lakes Gas Transmission (Great Lakes) – participation de 50 %;
- le réseau d'Iroquois Gas Transmission (Iroquois) – participation de 44,5 %;
- le réseau de Portland Natural Gas Transmission (Portland); – participation de 61,7 %;
- le réseau de Northern Border Pipeline (Northern Border) – participation de 4 %;
- le réseau de Tuscarora Gas Transmission (Tuscarora) – participation de 7,6 %.

Mise en valeur des régions nordiques

En 2005, TCPL a continué de s'intéresser activement aux occasions de transporter le gaz naturel du delta du Mackenzie et du versant Nord de l'Alaska vers les marchés nord-américains. Si le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et le projet de gazoduc de la route de l'Alaska sont construits et raccordés aux infrastructures en place de TCPL, ils présenteront des occasions de croissance supplémentaires pour TCPL et rehausseront la viabilité à long terme ainsi que la valeur de son entreprise de transport de gaz actuelle, plus particulièrement des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive.

Mexique

En juin 2005, TCPL a obtenu un contrat pour la construction, la possession et l'exploitation d'un gazoduc dans le centre-est du Mexique. Le pipeline Tamazunchale, d'un diamètre de 36 po et d'une longueur de 125 km, aura son point de départ aux

installations de Pemex Gas près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à une centrale de production d'électricité près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi. TCPL prévoit investir quelque 181 millions de dollars US dans le projet dont la mise en service est prévue pour le 1^{er} décembre 2006. Le pipeline permettra de transporter initialement des volumes de l'ordre de 170 millions de pieds cubes par jour. Aux termes du contrat, la capacité du pipeline Tamazunchale devrait normalement être portée à environ 430 millions de pieds cubes par jour à compter de 2009 pour répondre aux besoins de deux autres centrales dont la construction est envisagée à proximité de Tamazunchale. TCPL continue d'étudier d'autres possibilités visant les pipelines et les infrastructures énergétiques au Mexique.

GNL

TCPL poursuit ses travaux en vue de l'obtention des approbations réglementaires requises à l'égard de ses deux projets de GNL : celui de Cacouna, au Québec, coentreprise avec Petro-Canada, ainsi que celui de Broadwater Energy (Broadwater), dans les eaux du détroit de Long Island sur la côte de l'État de New York, coentreprise avec Shell US Gas & Power LLC (Shell). Au nom du projet Broadwater, TCPL a déposé, le 30 janvier 2006, une demande en bonne et due forme auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis sollicitant son approbation pour la construction et l'exploitation des installations prévues dans le cadre du projet.

Stockage de gaz naturel

Les projets de la société dans le secteur du stockage de gaz naturel constituent un prolongement logique de son entreprise de transport de gaz. TCPL croit que 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. Au cours du premier trimestre de 2005, TCPL a entrepris l'aménagement d'installations de stockage de gaz naturel près d'Edson, en Alberta, d'une capacité prévue d'environ 60 petajoules (PJ) et qui seront raccordées au réseau de l'Alberta de TCPL. En 2004, la société a en outre signé un contrat à long terme avec un tiers pour une capacité de stockage de gaz naturel existante en Alberta, devant passer de 20 PJ en 2005 à 30 PJ en 2006, puis à 40 PJ en 2007. Compte tenu de ces projets et de la participation de 60 % qu'elle détient actuellement dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta), la société sera bien placée pour devenir un des plus importants fournisseurs de services de stockage de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Avec une capacité de stockage qui passera à plus de 130 PJ d'ici 2007, TCPL sera propriétaire ou locataire d'environ un tiers de la capacité albertaine de stockage de gaz naturel.

Transport de produits pétroliers

En novembre 2005, TCPL, ConocoPhillips Company et ConocoPhillips Pipe Line Company (CPPL), filiale en propriété exclusive de ConocoPhillips Company, ont signé un protocole d'entente stipulant que ConocoPhillips Company s'engageait à faire transporter du pétrole brut dans l'oléoduc Keystone proposé (pipeline Keystone) et accordant à CPPL le droit d'acquiescer une participation maximale de 50 % dans le pipeline. Le 31 janvier 2006, TCPL a annoncé que l'appel de soumissions exécutoires ayant eu lieu au quatrième trimestre de 2005 avait permis d'obtenir des contrats fermes à long terme comportant une échéance de 18 ans pour un total de 340 000 barils par jour de pétrole brut. Le pipeline Keystone, dont le coût devrait être d'environ 2,1 milliards de dollars US, aura initialement la capacité de transporter quelque 435 000 barils de pétrole brut par jour depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Patoka, en Illinois, par la voie d'un réseau de pipelines d'une longueur de 2 960 km.

Réglementation

En 2005, les principaux faits et activités de TCPL en matière de réglementation ont porté sur :

- une décision rendue par l'ONÉ visant à accroître l'avoir réputé des actionnaires ordinaires du réseau principal au Canada de 33 % à 36 % après la tenue des audiences portant sur la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour ce réseau;
- un règlement négocié au sujet de la tarification de 2005 pour le réseau principal au Canada;
- une entente sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2005, 2006 et 2007;
- une audience de l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta sur la tarification pour le réseau de l'Alberta pouvant avoir des incidences sur la compétitivité de ce réseau;
- la signature d'une convention avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et d'autres intervenants en vue de l'accroissement de 30 % à 36 % des ratios de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires des réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique à compter du 1^{er} janvier 2006;
- le début des négociations en vue d'un règlement avec les expéditeurs utilisant le réseau principal au Canada au sujet des droits de 2006.

Électricité

TCPL a créé une entreprise d'électricité d'envergure au cours des dix dernières années. Les centrales et sources d'approvisionnement en électricité que TCPL possède, exploite ou contrôle, y compris les projets en cours de construction, représentent une capacité de production d'électricité de quelque 6 700 mégawatts (MW) au Canada et aux États-Unis. Les actifs de la société en électricité sont concentrés dans deux grandes régions. C'est autour de l'Alberta que pivotent les activités dans la région occidentale, tandis que de l'autre côté du continent, les marchés du Nord-Est des États-Unis et de l'Est du Canada priment.

Stratégie

La stratégie de croissance et de création de valeur préconisée par TCPL pour l'entreprise d'électricité repose sur quatre principes :

- l'acquisition d'installations de production à faibles coûts servant à répondre aux besoins à l'égard de la charge de base dans des marchés connus – la société est d'avis que le succès de l'entreprise sur les marchés volatils de l'électricité dépend de sa capacité d'être un fournisseur à faibles coûts;
- l'aménagement de nouveaux projets de production à faibles risques, appuyé par les contrats de vente conclus avec des contreparties de premier ordre et leur participation à long terme – la société croit que les contrats à long terme sont essentiels au succès de la plupart des nouveaux projets d'aménagement;
- une participation active sur les marchés en transition – les changements survenus en Alberta et dans le Nord-Est des États-Unis, ainsi que ceux qui s'opèrent en Ontario et au Québec, permettent à la société de saisir des occasions suscitées par des marchés de l'électricité en transition;
- l'optimisation du portefeuille des actifs actuels en exploitant les installations de la société avec le maximum d'efficacité et de rentabilité dans le contexte de l'excellence opérationnelle.

La mise en œuvre fructueuse de la stratégie adoptée par TCPL est directement fonction de son degré de maîtrise des compétences fondamentales suivantes dans l'entreprise d'électricité :

- une vaste compréhension des marchés énergétiques nord-américains et une connaissance approfondie de ses marchés principaux en Alberta, dans l'Est du Canada et dans le Nord-Est des États-Unis;
- une participation active sur les marchés déréglementés et en cours de déréglementation;
- la capacité de structurer des opérations et de gérer le risque, essentielle pour atténuer la volatilité et les incertitudes des clients industriels et des actionnaires;
- une situation financière solide qui permet à la société d'aménager des infrastructures à grande échelle et de saisir des occasions de premier ordre dès qu'elles se présentent;
- des compétences éprouvées en élaboration de projets, en gestion de projets et en exploitation.

En 2005, TCPL a poursuivi la diversification de son portefeuille d'actifs de production d'électricité de qualité.

Bécancour et Cartier énergie

Tout au long de 2005, TCPL a continué de faire progresser les projets d'électricité de Bécancour et de Cartier énergie éolienne (Cartier énergie). La construction de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour, près de Trois-Rivières, au Québec, respecte toujours le calendrier des travaux en vue d'une entrée en exploitation en septembre 2006. Quant au projet de Cartier énergie, d'une capacité de 739,5 MW et dans lequel TCPL détient une participation de 62 %, on accordait des contrats de construction à la fin de 2005 et les travaux devraient commencer au début de 2006. Ce projet situé dans la région québécoise de la Gaspésie, le premier de six projets pour Cartier énergie, devrait entrer en service à la fin de 2006. L'entrée en exploitation des autres projets s'échelonne par la suite jusqu'en 2012. L'entière production d'électricité de Bécancour et de Cartier énergie sera fournie à Hydro-Québec Distribution (Hydro-Québec) aux termes de contrats d'achat d'électricité de 20 ans.

TC Hydro

En avril 2005, TCPL a réalisé l'acquisition, auprès d'USGen New England, Inc. (USGen), d'actifs de production d'hydroélectricité (TC Hydro) d'une capacité totale de 567 MW au prix d'environ 503 millions de dollars US. Ces actifs de production d'électricité à faibles coûts desservent le marché de la Nouvelle-Angleterre.

Bruce Power

En octobre 2005, Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) ont signé un accord à long terme prévoyant la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, le prolongement de la durée d'exploitation du

troisième réacteur en remplaçant les chaudières à vapeur et les canaux de combustible, au besoin, ainsi que le remplacement des chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Le coût total du programme d'investissement pour les travaux de remise à neuf et en service devrait se situer autour de 4,25 milliards de dollars et la quote-part de TCPL, d'environ 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen d'apports de capitaux jusqu'en 2011. Les travaux de remise à neuf des premier et deuxième réacteurs ont été lancés en 2005 et le premier devrait normalement entrer en service en 2009. Ces deux réacteurs ajouteront quelque 1 500 MW à la capacité de production actuelle de 4 700 MW de Bruce Power. L'entière production d'électricité de Bruce A sera vendue à l'OEO aux termes d'un contrat à prix fixe.

Par suite de l'accord entre Bruce Power et l'OEO et de la décision de Cameco Corporation (Cameco) de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, une nouvelle société, soit Bruce A, a été créée. La société Bruce A sous-loue, auprès de Bruce B, les installations de Bruce A qui abritent les quatre réacteurs précités. Dans le cadre de ces opérations, TCPL et BPC Generation Infrastructure Trust (BPC) ont chacune engagé des fonds au comptant nets de 100 millions de dollars et au 31 décembre 2005, chacune détient une participation de 47,9 % dans Bruce A.

CAE de Sheerness

En décembre 2005, TCPL a fait l'acquisition, auprès de l'Alberta Balancing Pool, des droits et obligations résiduels aux termes de la convention d'achat d'électricité (CAE) de 756 MW de Sheerness au prix de 585 millions de dollars. La durée restante de la CAE est de 15 ans. La centrale de Sheerness, qui compte deux appareils de production d'énergie thermique à faibles coûts alimentés au charbon est située à environ 230 km au nord-est de Calgary, en Alberta.

Grandview

La construction de la centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel de Grandview située à Saint-John, au Nouveau-Brunswick, était terminée à la fin de 2004. La centrale est entrée en service en janvier 2005. Aux termes d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, la totalité de la chaleur et de l'électricité produites par la centrale est vendue à Irving Oil (Irving).

TCPL prévoit que son entreprise d'électricité demeurera un facteur de croissance clé. La société est déterminée à assurer la croissance de l'entreprise d'électricité par le truchement d'acquisitions, de l'aménagement de nouvelles installations choisies et de la poursuite de l'expansion des installations en exploitation. Le but visé par TCPL est de constituer un portefeuille diversifié d'actifs de premier ordre qui produisent un rendement solide pour les actionnaires.

EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE ET VALEURS D'ENTREPRISE

TCPL veut non seulement assurer la croissance de ses entreprises de transport de gaz et d'électricité, mais aussi adhérer à un modèle de gestion axé sur l'excellence opérationnelle. La société tient à être un exploitant à faibles coûts, fiable et sécuritaire, qui procure efficacement et rapidement des services répondant aux besoins de ses clients.

Les valeurs d'entreprise guident la façon dont TCPL exerce ses activités. Pour TCPL, ces valeurs d'entreprise revêtent une grande importance. Les principes dont elles émanent orientent les travaux de la société et comprennent : responsabilité sociale, passion, intégrité, résultats, innovation et travail d'équipe. L'engagement de la société à assurer le respect de ces valeurs contribue à confirmer sa réputation à titre de société énergétique de premier plan en Amérique du Nord.

CAPACITÉ CONCURRENTIELLE ET VALEURS DURABLES

La stratégie de TCPL se concentre aussi sur le développement et l'amplification des points forts suivants, qui sont gage du succès de l'entreprise :

- l'excellence en matière de stratégies, d'analyses et de placements à l'origine d'une plus-value;
- l'amélioration continue de la souplesse et de la capacité financières;
- le maintien des initiatives lancées au chapitre de la gouvernance d'entreprise ainsi que des valeurs d'honnêteté et d'intégrité;
- l'affermissement de ses relations avec tous les intervenants clés et de sa réputation auprès d'eux;
- le façonnage de forces durables aux chapitres de l'organisation et l'effectif.

Tout cela rehaussera l'avantage concurrentiel et facilitera l'obtention de bons résultats par les entreprises de transport de gaz et d'électricité de la société.

TCPL compte environ 2 350 employés qui, de par leurs talents, leur intégrité, leurs efforts et leurs réalisations, confèrent à l'entreprise un avantage concurrentiel incontesté. Ils se démarquent par leur expertise inégalée dans les secteurs des pipelines

et de l'électricité, leur connaissance approfondie du marché et de l'industrie, leur sens aigu des affaires et leurs compétences exceptionnelles pour ce qui est des projets d'infrastructures.

PERSPECTIVES

La stratégie d'entreprise de TCPL met l'accent, à long terme, sur la croissance de ses entreprises de transport de gaz et d'électricité, de manière disciplinée et mesurée. Cette stratégie a toujours été maintenue depuis son adoption, qui remonte à l'an 2000. Le résultat net et les flux de trésorerie de la société alliés à un bilan solide devraient permettre à TCPL, en 2006 et au-delà, de continuer de jouir de la souplesse financière nécessaire pour profiter de nouvelles possibilités et créer une valeur supplémentaire à long terme au profit des actionnaires.

Dans l'entreprise de transport de gaz, la société maintiendra le cap sur la maximisation de la valeur à long terme de ses pipelines et de ses actifs de stockage de gaz naturel, notamment en poursuivant ses efforts en vue du raccord de nouvelles sources d'approvisionnement à long terme aux marchés en pleine croissance. Ces visées prendront diverses formes en 2006 :

- collaboration avec les producteurs gaziers et l'Aboriginal Pipeline Group (APG), notamment dans le contexte d'une participation aux instances réglementaires, selon les besoins, pour faire progresser le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie en vue de finalement pouvoir raccorder les sources d'approvisionnement en gaz naturel des régions nordiques aux installations exploitées par TCPL et obtenir une participation en actions dans le projet;
- collaboration avec les producteurs gaziers et l'État de l'Alaska pour faire progresser le projet de gazoduc de la route de l'Alaska et permettre le raccordement d'une autre source d'approvisionnement en gaz naturel des régions nordiques aux installations de TCPL;
- avancement de l'aménagement des installations de GNL de Cacouna et de Broadwater qui, à leur réalisation, serviront de point de raccordement d'une nouvelle source d'approvisionnement en gaz naturel avec les marchés en plein essor de l'est de l'Amérique du Nord – TCPL détiendra une participation de 50 % dans chacun de ces projets et les nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel devraient permettre d'accroître les livraisons sur certains gazoducs de TCPL;
- avancement des travaux de construction du pipeline Keystone, un projet novateur prévoyant la transformation d'une partie des installations exploitées par TCPL pour le transport du gaz naturel afin qu'elles puissent transporter du pétrole brut, créant ainsi, à un coût abordable, une capacité pipelinière dont la région des sables bitumineux de l'Alberta a grandement besoin pour l'acheminement de sa production;
- achèvement des travaux de construction du gazoduc Tamazunchale au Mexique, prévu à la fin de 2006;
- poursuite des discussions avec les parties intéressées en vue d'en arriver à un règlement au sujet de la tarification de 2006 pour le réseau principal au Canada;
- avancement du prolongement du réseau de North Baja;
- prise en charge de l'exploitation du réseau de Northern Border Pipeline au début de 2007;
- dépôt, auprès de la FERC, d'un dossier tarifaire visant l'adoption de nouveaux tarifs pour le réseau de Gas Transmission Northwest.

Par ailleurs, l'entreprise de transport de gaz continuera d'assurer la croissance du secteur du stockage de gaz naturel en 2006 en achevant les travaux prévus pour les installations d'Edson, en agrandissant celles de CrossAlta et en rehaussant la capacité conformément à un contrat à long terme avec un tiers. TCPL cherchera aussi à continuer de profiter des occasions qui se présenteront pour le rehaussement de sa participation dans les pipelines qu'elle détient en partie et pour l'acquisition d'une participation dans de nouveaux pipelines, dans des régions où elle est déjà bien présente.

TCPL a connu beaucoup de succès dans le secteur de l'électricité et elle continuera, en 2006, à concentrer ses efforts en vue de poursuivre sa croissance. Tout comme en 2005 et au cours des exercices antérieurs, on s'attend que cette croissance soit tributaire d'un amalgame de nouveaux projets de mise en valeur, d'acquisitions et d'une croissance interne des actifs exploités sur les marchés existants. Plus particulièrement, en 2006, TCPL devrait :

- collaborer avec Bruce A et ses partenaires pour faire progresser les travaux de remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A;
- mener à terme la construction de la centrale de 550 MW de Bécancour vers la fin de 2006;
- mener à terme la construction du premier des six projets de Cartier énergie à la fin de 2006 et poursuivre les travaux de construction des installations prévues dans le cadre du deuxième projet;
- intégrer la CAE de Sheerness nouvellement acquise aux activités des établissements de l'Ouest de l'entreprise d'électricité;

- chercher à participer à de nouveaux projets et à profiter d'autres possibilités d'acquisition sur les marchés régionaux clés de TCPL.

Les attentes de la direction pour 2006 sont énoncées dans le présent rapport de gestion, mais un certain nombre de facteurs de risque et de développements peuvent avoir des incidences positives ou négatives sur les résultats qui seront réellement obtenus en 2006, qu'il s'agisse notamment d'acquisitions, de la progression des travaux de mise en valeur de nouveaux projets, de décisions des organismes de réglementation et d'ententes intervenues, de la faillite de clients, de l'évolution des prix des produits de base sur le marché, des conditions climatiques et des taux d'intérêt ainsi que d'arrêts d'exploitation pour entretien correctif de divers actifs des entreprises de transport de gaz et d'électricité. La valeur du dollar canadien en regard du dollar américain pourrait influencer positivement ou négativement sur le résultat net de TCPL, bien que la société atténue cette incidence en réduisant en partie le risque pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture.

En 2006, TCPL s'attend à un recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz comparativement à celui de 2005 (exclusion faite du gain à la vente de parts de PipeLines LP en 2005). Les effets combinés du repli net prévu de la base tarifaire du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta et du recul de leurs taux de rendement approuvés respectifs sur l'avoir des actionnaires ordinaires devraient abaisser le résultat net de ces réseaux comparativement à celui de 2005. En outre, des volumes moindres sous forme de contrats fermes sur le réseau de Gas Transmission Northwest, attribuables en partie à la faillite de clients, devraient avoir de légères incidences négatives sur les résultats de ce réseau comparativement à ceux de 2005, même si les conséquences éventuelles du dépôt du dossier tarifaire en 2006 sur les résultats du réseau demeurent incertaines. En dernier lieu, la baisse anticipée des produits liés au service garanti sur certains pipelines partiellement détenus et la réduction de la participation dans PipeLines LP sur un exercice complet ne devraient qu'être partiellement neutralisées par les effets de l'augmentation de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires pour les réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique ainsi que sur la croissance prévue du résultat net associé au stockage de gaz naturel.

Dans l'entreprise d'électricité, on s'attend que le résultat net de 2006 soit plus élevé qu'en 2005 (exclusion faite des gains sur les ventes en rapport avec S.E.C. Électricité et Paiton Energy en 2005), en raison de meilleurs résultats de Bruce Power découlant d'une participation accrue dans Bruce A et d'un moins grand nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif, de l'accroissement des contributions des établissements de l'Ouest après l'acquisition de la CAE de Sheerness, de la légère amélioration des résultats des établissements de l'Est qui rendent compte de l'exploitation de TC Hydro sur un exercice complet, ainsi que des contributions initiales de Bécancour et de Cartier énergie, qui devraient se manifester à la fin de 2006. Ces résultats ont toutefois subi le contrecoup de la perte de bénéfice découlant de la vente de S.E.C. Électricité en 2005.

En 2006, les charges nettes du siège social devraient normalement être plus élevées qu'en 2005, surtout en raison de remboursements d'impôts sur les bénéfices et de rajustements positifs de ces impôts en 2005 qu'on ne s'attend pas pour l'instant à voir se reproduire en 2006. En outre, les résultats du siège social, en 2006, pourraient subir le contrecoup des niveaux de la dette, des taux d'intérêt, des mouvements de change de même que des remboursements et des rajustements d'impôts sur les bénéfices.

TRANSPORT DE GAZ

POINTS SAILLANTS

Résultat net

- En 2005, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 684 millions de dollars, soit une progression de 98 millions de dollars comparativement au montant de 586 millions de dollars inscrit en 2004.
- Cette augmentation découle principalement des résultats de GTN constatés sur un exercice complet en 2005 et du gain à la vente de parts de PipeLines LP.

Réseau principal au Canada

- À l'égard de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004, l'ONÉ a approuvé une majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires compris dans la structure du capital du réseau principal au Canada, qui passe de 33 % à 36 % à partir du 1^{er} janvier 2004.
- L'ONÉ a approuvé une entente négociée sur les droits de 2005 pour le réseau principal au Canada.

Réseau de l'Alberta

- L'EUB a approuvé une entente de trois ans, négociée avec les expéditeurs et les autres parties intéressées, sur les besoins en produits. Cette entente a permis de définir les besoins en produits pour 2005 en plus d'établir un cadre de calcul de ces besoins pour 2006 et 2007. Dans la plupart des cas, les coûts seront comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice, mais certains ont été fixés d'avance pour chacun des trois exercices.

GTN

- GTN a contribué à hauteur de 71 millions de dollars aux résultats de 2005.
- L'intégration à l'entreprise de TCPL a été réussie.

Réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique

- À la suite d'une entente conclue avec l'ACPP et d'autres parties intéressées prévoyant l'augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires compris dans la structure du capital, de manière à le faire passer de 30 % à 36 % pour les réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique, ainsi qu'à la suite de discussions avec les expéditeurs de ces deux réseaux, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ, le 2 décembre 2005, les demandes d'approbation des droits définitifs pour 2006. Le 21 décembre 2005, l'ONÉ a approuvé les droits du réseau de Foothills pour 2006 comme étant les droits définitifs à compter du 1^{er} janvier 2006. Le 22 février 2006, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs du réseau de la Colombie-Britannique pour 2006 tels qu'ils avaient été déposés.

Autres entreprises de transport de gaz

- TCPL a vendu environ 3,5 millions de parts ordinaires de PipeLines LP pour un gain approximatif de 49 millions de dollars après les impôts.
- TCPL continue de financer la participation de l'APG au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie.
- TCPL a entrepris l'aménagement d'un projet de stockage de gaz naturel près d'Edson, en Alberta.
- TCPL a obtenu le contrat pour la construction, la possession et l'exploitation du pipeline Tamazunchale dans le centre-est du Mexique. Les travaux de construction ont commencé en 2005.
- TCPL a réalisé l'acquisition d'une participation de 3,5 % dans Iroquois, ce qui lui a permis de porter sa participation totale à 44,5 %.

Transport de gaz

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

Oléoduc

- 17** Projet de pipeline Keystone (proposé par TransCanada)

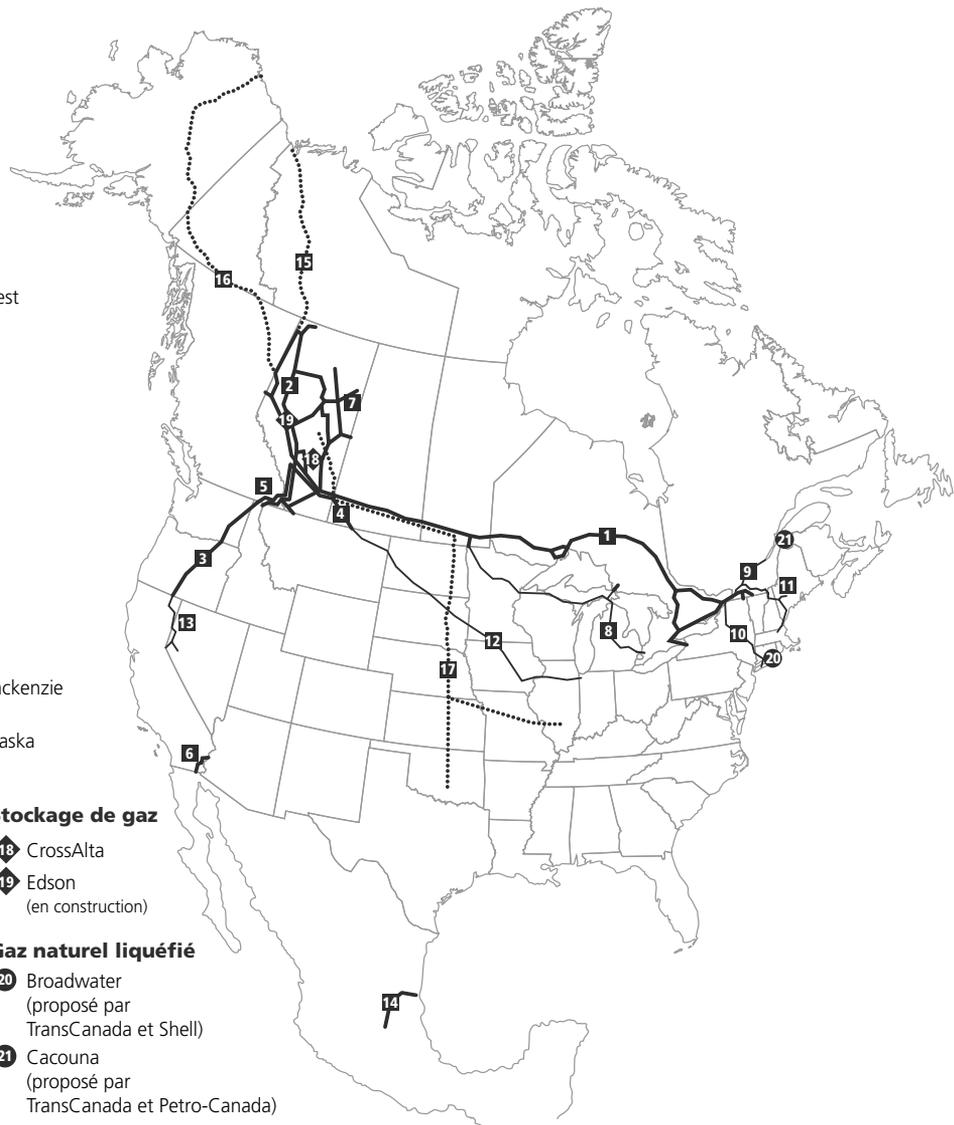
- détenu en propriété exclusive
- détenu en propriété partielle
- proposé

Stockage de gaz

- 18** CrossAlta
- 19** Edson (en construction)

Gaz naturel liquéfié

- 20** Broadwater (proposé par TransCanada et Shell)
- 21** Cacouna (proposé par TransCanada et Petro-Canada)



RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA Détenu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TCPL au Canada s'étend sur 14 898 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 Le réseau de transport de gaz naturel en Alberta, détenu en propriété exclusive par TCPL, 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, au réseau de la Colombie-Britannique, au réseau de Foothills et à d'autres pipelines. Le réseau, d'une longueur de 23 339 km, compte parmi les plus importants pour le transport de gaz naturel en Amérique du Nord.

RÉSEAU DE GAS TRANSMISSION NORTHWEST TCPL détient en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel d'une longueur de 2 174 km qui relie les réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique au réseau de Pacific Gas and Electric Company en Californie, au pipeline Northwest et à Tuscarora, entité détenue en propriété partielle dont les installations s'étendent de la frontière entre l'Oregon et la Californie jusqu'au Nevada.

RÉSEAU DE FOOTHILLS TCPL détient en propriété exclusive ce réseau de 1 040 km dans l'Ouest canadien qui achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada.

RÉSEAU DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE TCPL détient en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel de 201 km qui, à partir de la frontière ouest de l'Alberta, traverse la Colombie-Britannique pour raccordement avec le réseau de Gas Transmission Northwest à la frontière des États-Unis; il dessert des marchés en Colombie-Britannique ainsi que dans les États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, en Californie et au Nevada.

RÉSEAU DE NORTH BAJA TCPL détient en propriété exclusive ce réseau d'une longueur de 129 km, dont le point de départ se situe dans le sud-ouest de l'Arizona et qui aboutit près d'Ogilby, en Californie, à la frontière entre la Californie et le Mexique, où il est raccordé au réseau de pipelines de Gasoducto Bajanorte.

VENTURES LP Ventures LP, que TCPL détient en propriété exclusive, possède un gazoduc 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.

GREAT LAKES Le réseau de Great Lakes est raccordé au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba. Il dessert les marchés du centre du Canada, du Midwest américain et de l'est des États-Unis. TCPL détient une participation de 50 % dans ce réseau de pipelines d'une longueur de 3 402 km.

TQM TQM est un réseau de gazoducs d'une longueur de 572 km qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui achemine du gaz naturel de Montréal à Québec ainsi que jusqu'au réseau de Portland. TCPL détient une participation de 50 % dans TQM.

IROQUOIS Le réseau d'Iroquois se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York. Il assure la livraison de gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis. TCPL détient une participation de 44,5 % dans ce réseau de pipelines de 663 km.

PORTLAND 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 détient une participation de 61,7 % dans Portland.

NORTHERN BORDER Northern Border est un réseau de gazoducs d'une longueur de 2 010 km qui dessert le Midwest américain depuis un point de raccordement au réseau de Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. TCPL détient indirectement environ 4 % de Northern Border par le truchement de sa participation de 13,4 % dans PipeLines LP.

TUSCARORA Tuscarora exploite un réseau de pipelines de 386 km qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec le réseau de Gas Transmission Northwest à Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada, avec différents points de livraison dans le nord-est de la Californie et dans le nord-ouest du Nevada. TCPL détient une participation totale de 7,6 % dans Tuscarora, dont 6,6 % par le truchement de sa participation dans PipeLines LP.

TAMAZUNCHALE TCPL s'affaire actuellement à la construction du gazoduc Tamazunchale dans le centre-est du Mexique. Le pipeline d'une longueur de 125 km aura son point de départ aux installations de Pemex Gas près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à une centrale de production d'électricité près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi. TCPL exploitera le pipeline, qu'elle détiendra en propriété exclusive et qui devrait normalement entrer en service le 1^{er} décembre 2006.

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

GAS PACIFICO Gas Pacifico, gazoduc de 540 km, prend son origine à Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili. TCPL détient une participation de 30 % dans Gas Pacifico.

INNERGY INNERGY est une société de commercialisation et de distribution de gaz naturel industriel établie à Concepción, au Chili. Elle assure la commercialisation et la distribution du gaz naturel véhiculé par Gas Pacifico. TCPL détient une participation de 30 % dans INNERGY.

CROSSALTA Les installations souterraines de stockage de gaz naturel de CrossAlta situées près de Crossfield, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. Elles ont une capacité de stockage aménagée de 56 PJ et une capacité de livraison maximale de 0,45 PJ par jour. TCPL détient une participation de 60 % dans CrossAlta.

EDSON TCPL élabore actuellement un projet de stockage de gaz naturel près d'Edson, en Alberta. Les installations d'Edson, d'une capacité prévue d'environ 60 PJ, seront raccordées au réseau de l'Alberta de TCPL. Elles devraient commencer à accueillir du gaz vers le milieu de 2006 et leur capacité de stockage augmentera progressivement par la suite.

BROADWATER Le projet de Broadwater, coentreprise avec Shell, 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 de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé, puis d'expédier en moyenne environ 1 milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour.

CACOUNA Le projet de Cacouna, coentreprise avec Petro-Canada, propose l'aménagement d'un terminal méthanier dans le port de Gros-Cacouna, sur le fleuve Saint-Laurent. Le terminal permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé, puis d'expédier en moyenne environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

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

	2005	2004	2003
Pipelines détenus en propriété exclusive			
Réseau principal au Canada	283	272	290
Réseau de l'Alberta	150	150	190
GTN ⁽¹⁾	71	14	–
Réseau de Foothills ⁽²⁾	21	22	20
Réseau de la Colombie-Britannique	6	7	6
	531	465	506
Autres entreprises de transport de gaz			
Great Lakes	46	55	52
Iroquois	17	17	18
PipeLines LP ⁽³⁾	9	16	15
Portland ⁽⁴⁾	11	10	11
Ventures LP ⁽⁵⁾	12	15	10
TQM	7	8	8
CrossAlta	19	13	6
TransGas	11	11	22
Mise en valeur des régions nordiques	(4)	(6)	(4)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(24)	(25)	(22)
	104	114	116
Gain à la vente de parts de PipeLines LP (après les impôts)	49	–	–
Gain à la vente de Millennium (après les impôts)	–	7	–
	153	121	116
Résultat net	684	586	622

(1) TCPL a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004. Les montants dans le tableau reflètent la participation de 100 % de TCPL dans le résultat net de GTN depuis la date d'acquisition.

(2) Le 15 août 2003, TCPL a fait l'acquisition des participations restantes dans le réseau de Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement.

(3) En 2005, TCPL a réduit sa participation dans PipeLines LP pour la ramener de 33,4 % à 13,4 %.

(4) TCPL a haussé sa participation dans Portland pour la porter de 33,3 % à 61,7 % en 2003.

(5) TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership.

En 2005, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 684 millions de dollars, comparativement à 586 millions de dollars et à 622 millions de dollars respectivement en 2004 et en 2003. La progression de 2004 à 2005, qui s'explique surtout par la hausse du résultat net des pipelines détenus en propriété exclusive et par un gain à la vente de parts de PipeLines LP, a été en partie neutralisée par le recul du résultat net des autres entreprises de transport de gaz.

L'accroissement du résultat net des pipelines détenus en propriété exclusive en 2005 est principalement attribuable à la comptabilisation du résultat net de GTN sur un exercice complet et à un résultat net supérieur du réseau principal au Canada. La baisse du résultat net des autres entreprises de transport de gaz en 2005 découle en majeure partie des résultats moins favorables de Great Lakes et de PipeLines LP, une situation partiellement contrebalancée par les meilleurs résultats de CrossAlta.

La diminution globale de 36 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz en 2004 comparativement à 2003 était surtout la répercussion d'un recul du résultat net des pipelines en propriété exclusive. En 2004, la baisse du résultat net des pipelines détenus en propriété exclusive provenait principalement de la réduction du résultat net du réseau de l'Alberta, qui reflétait le fait que l'EUB avait refusé certains coûts d'exploitation dans sa décision à la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 et reflétait également des répercussions de sa décision, dans l'instance sur les coûts en capital généraux, de permettre un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires en 2004 inférieur au taux implicite prévu dans le règlement sur les besoins en produits conclu avec les parties intéressées en 2003. De plus, le résultat net du réseau principal au Canada avait diminué en 2004 comparativement à celui de 2003 en raison du recul de la base tarifaire

moyenne et du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé. L'ajout de GTN a influé positivement sur le résultat net de 2004.

TRANSPORT DE GAZ – ANALYSE FINANCIÈRE

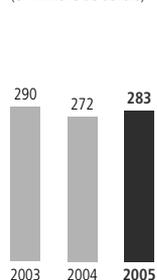
Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ. L'ONÉ établit les droits qui permettent à TCPL de récupérer les coûts de transport de gaz naturel projetés, notamment le rendement de la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada. En outre, les nouvelles installations doivent être approuvées par l'ONÉ avant la mise en chantier. Le résultat net du réseau principal au Canada varie en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, au taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, au ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires et à la possibilité de générer des revenus incitatifs.

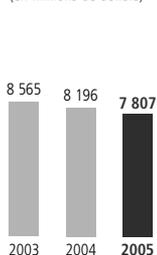
Le réseau principal au Canada a produit un résultat net de 283 millions de dollars en 2005, ce qui représente une augmentation de 11 millions de dollars sur 2004. La hausse du résultat net est surtout attribuable à la décision rendue par l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 qui prévoyait une majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en le faisant passer de 33 % à 36 % pour 2004 et qui est également en vigueur pour 2005, conformément à l'entente tarifaire conclue. La décision à la deuxième phase a été à l'origine d'un accroissement de 35 millions de dollars (13 millions de dollars relativement à 2004 et 22 millions de dollars relativement à 2005) du résultat net du réseau principal au Canada en 2005 comparativement à 2004. Toutefois, cette hausse du résultat a été en partie annulée par l'incidence cumulée de la baisse de la base tarifaire moyenne, de la diminution du résultat net liée à la compression moindre des coûts d'exploitation et un recul du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé en 2005. Le taux approuvé par l'ONÉ est ainsi passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005.

Le résultat net de 272 millions de dollars en 2004 était inférieur de 18 millions de dollars à celui de 290 millions de dollars inscrit en 2003. Le recul provenait principalement de la baisse de la base tarifaire moyenne et du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé. Le taux approuvé par l'ONÉ était de 9,56 % en 2004, alors qu'il était de 9,79 % en 2003.

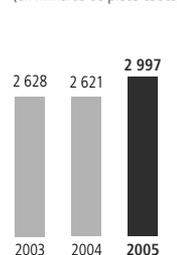
Résultat net du réseau principal au Canada
(en millions de dollars)



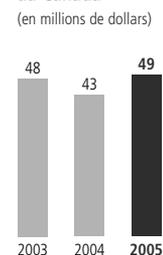
Base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada
(en millions de dollars)



Volumes de livraison du réseau principal au Canada
(en milliards de pieds cubes)



Dépenses en immobilisations du réseau principal au Canada
(en millions de dollars)



Réseau de l'Alberta

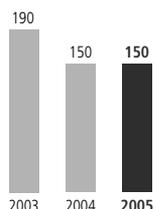
Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de l'EUB, principalement en vertu de la loi intitulée *Gas Utilities Act (Alberta)* (GUA) et de la loi intitulée *Pipeline Act (Alberta)*. La GUA stipule que les tarifs, les droits et les autres frais, de même que les modalités et les conditions de service, doivent être approuvés par l'EUB. De plus, l'EUB approuve les installations d'envergure avant le début de la construction.

Le résultat net de 150 millions de dollars en 2005 est identique à celui de 2004, compte tenu du fait que les incidences négatives de la baisse de la base tarifaire et des taux de rendement approuvés en 2005 ont été contrebalancées par les répercussions positives de l'augmentation des frais d'exploitation admissibles en 2005, alors qu'en 2004 l'EUB avait refusé certains coûts dans la décision rendue à la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. Le résultat net de 2004 et de 2005 reflète un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires respectivement de 9,60 % et de 9,50 %, prescrit par l'EUB, sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

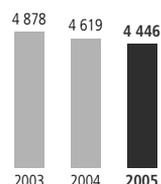
Le résultat net de 150 millions de dollars en 2004 était inférieur de 40 millions de dollars à celui de 190 millions de dollars inscrit en 2003. Ce recul s'expliquait principalement par l'incidence des décisions rendues par l'EUB à la première phase de la

demande tarifaire générale de 2004 et dans l'instance sur les coûts en capital généraux. La décision à la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 prévoyait le refus de la déduction de frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars tandis que celle dans l'instance sur les coûts en capital généraux avait entraîné la baisse du rendement de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires entre 2003 et 2004.

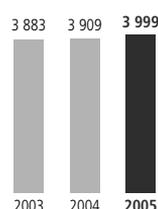
Résultat net du réseau de l'Alberta
(en millions de dollars)



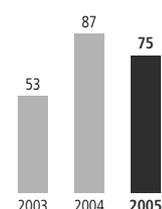
Base tarifaire moyenne du réseau de l'Alberta
(en millions de dollars)



Volumes de livraison du réseau de l'Alberta
(en milliards de pieds cubes)



Dépenses en immobilisations du réseau de l'Alberta
(en millions de dollars)



GTN

Le réseau de Gas Transmission Northwest et le réseau de North Baja sont tous deux exploités selon des modèles tarifaires fixes qui prévoient des taux maximaux et minimaux, pour divers types de services, stipulés par la FERC et que GTN est autorisée à réduire ou à négocier sans pratiques discriminatoires. Le dernier dossier tarifaire pour le réseau de Gas Transmission Northwest a été déposé en 1994, puis réglé et approuvé par la FERC en 1996. La tarification pour le réseau de North Baja a été établie dans le décret initial de la FERC en 2002, homologuant la construction et l'exploitation du réseau en question. Le résultat net de GTN est soumis à l'incidence des variations des volumes livrés et des montants facturés aux termes de divers types de services fournis ainsi que des variations des coûts de prestation du service de transport. Le résultat net de 71 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 doit être comparé aux 14 millions de dollars inscrits pour les mois de novembre et de décembre 2004.

Autres entreprises de transport de gaz

Les autres placements directs et indirects de TCPL dans différents gazoducs et diverses entreprises de transport de gaz connexes sont inclus dans les résultats des autres entreprises de transport de gaz. Cette rubrique comprend aussi les installations de stockage de gaz naturel de TCPL et les activités de mise en valeur liées à la recherche, par TCPL, de nouvelles possibilités associées aux pipelines et au transport de gaz naturel ou de pétrole brut à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Le résultat net des autres entreprises de transport de gaz de TCPL s'est chiffré à 153 millions de dollars en 2005, comparativement à 121 millions de dollars et à 116 millions de dollars respectivement en 2004 et en 2003. Exclusion faite des gains à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et à la vente de Millennium en 2004, le résultat net de 2005 est de 10 millions de dollars inférieur à celui de 2004. Cette baisse s'explique surtout par le recul du résultat net de Great Lakes, compte tenu du repli des produits à court terme et de la hausse des frais d'exploitation et d'entretien, ainsi que de la régression du résultat de PipeLines LP en raison de la participation réduite. Les résultats ont également subi le contrecoup du fléchissement du dollar US en 2005. Ces réductions ont été atténuées par la hausse du résultat net de CrossAlta, qui a profité de conditions plus favorables pour le stockage de gaz naturel en 2005.

À l'exclusion du gain à la vente de Millennium, le résultat net en 2004 avait été inférieur de 2 millions de dollars à celui de 2003. L'accroissement du résultat net de CrossAlta et de Ventures LP avait été plus que neutralisé par un redressement fiscal positif de 11 millions de dollars inscrit au compte de TransGas de Occidente S.A. (TransGas) en 2003 et par l'incidence négative du fléchissement du dollar US entre 2003 et 2004.

TRANSPORT DE GAZ – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Pipeline Tamazunchale

En juin 2005, TCPL a annoncé l'obtention d'un contrat de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) du Mexique pour la construction, la possession et l'exploitation d'un gazoduc dans le centre-est du Mexique. Le pipeline Tamazunchale, d'un diamètre de 36 po et d'une longueur de 125 km, aura son point de départ aux installations de Pemex Gas près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à une centrale de production d'électricité près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis

Potosi. Le contrat de transport de gaz naturel conclu avec la CFE est d'une durée de 26 ans. TCPL prévoit investir quelque 181 millions de dollars US dans le projet dont la mise en service est prévue pour le 1^{er} décembre 2006.

Le pipeline permettra de transporter initialement des volumes de l'ordre de 170 millions de pieds cubes par jour. Aux termes du contrat, la capacité du pipeline Tamazunchale devrait normalement être portée à environ 430 millions de pieds cubes par jour à compter de 2009 pour répondre aux besoins de deux autres centrales dont la construction est envisagée à proximité de Tamazunchale.

Réseau de North Baja

En février 2006, le réseau de North Baja a déposé une demande auprès de la FERC visant l'obtention d'un certificat pour l'expansion en deux étapes du gazoduc qu'elle exploite dans le sud de la Californie et pour la construction d'une nouvelle canalisation latérale dans la vallée californienne Imperial. Le projet d'expansion vise des augmentations substantielles de la capacité du pipeline existant et la possibilité d'un écoulement bidirectionnel du gaz naturel. Actuellement, sur le réseau de North Baja, ce gaz est acheminé vers le sud à partir de l'interconnexion avec les installations de l'El Paso Natural Gas Company à Ehrenberg, en Arizona.

L'expansion prévue du réseau de North Baja est parallèle à une expansion correspondante, au Mexique, de la canalisation de Gasoducto Bajanorte, appartenant à Sempra Energy. Ensemble, les expansions envisagées pourraient permettre aux États-Unis d'importer jusqu'à 2,7 milliards de pieds cubes de gaz naturel par jour à partir de plusieurs terminaux de GNL possibles près de l'État de Baja California, au Mexique, y compris celui de Costa Azul, actuellement en chantier. Les expéditeurs ont manifesté leur soutien commercial aux projets en signant des ententes préalables à l'appui du plan d'expansion soumis à la FERC.

Pour le projet, en plus d'un certificat de commodité et de nécessité publiques de la FERC (qui traite notamment des questions d'environnement), il faudra obtenir divers permis et baux du Bureau of Land Management des États-Unis, de la State Lands Commission de la Californie et d'autres organismes.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie

Le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant 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. Le projet a continué de progresser tout au long de 2005 alors que d'importants jalons ont été franchis, notamment la conclusion d'un accord avec certains groupes autochtones du Nord au sujet des modalités d'accès aux terres pour l'aménagement de l'emprise. Par conséquent, à la fin de 2005, les promoteurs du projet ont indiqué qu'ils étaient prêts à passer à l'étape des audiences publiques en vue de l'examen du projet par les organismes de réglementation. Les audiences ont commencé en janvier 2006 et devraient se poursuivre tout au long de 2006.

En 2003, TCPL a conclu un accord avec le Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership (connu sous le nom d'APG) prévoyant le financement par TCPL de la part d'un tiers des coûts d'élaboration préliminaire du pipeline liés au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie revenant à l'APG. Les avances cumulatives consenties par TCPL à ce chapitre constituent un prêt à l'APG qui ne devient remboursable qu'après la date à laquelle le pipeline entre en exploitation commerciale. 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.

Le montant total des avances sous forme de prêt de TCPL à l'APG avait été estimé à l'origine à environ 90 millions de dollars, en sachant que la somme pourrait augmenter s'il devait y avoir des retards ou si les coûts du projet devaient s'accroître. Compte tenu des retards subis par le projet et de l'entrée dans une période d'audiences réglementaires d'une durée indéterminée, on prévoit maintenant que le total des avances sous forme de prêts accordées par TCPL au nom de l'APG devrait atteindre quelque 145 millions de dollars. En fin de parcours, on s'attend que ces avances soient intégrées à la base tarifaire du pipeline et le prêt sera subséquemment remboursé à partir de la quote-part des revenus pipeliniers futurs disponibles revenant à l'APG ou par un autre moyen de financement. Au 31 décembre 2005, TCPL a financé ce prêt à hauteur de 87 millions de dollars. La capacité de recouvrer ce placement dépend toujours de l'obtention de bons résultats pour le projet. Selon les modalités de l'accord, TCPL a la possibilité d'acquiescer sur-le-champ une participation dans le pipeline à concurrence de 5 % au moment où la mise en chantier est décidée. TCPL obtient certains 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 producteurs et l'APG se partageant le reste.

Projet de gazoduc de la route de l'Alaska

En 2005, TCPL a poursuivi les pourparlers avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska et l'État de l'Alaska au sujet du tronçon alaskien du projet de gazoduc de la route de l'Alaska qui est envisagé. En juin 2004, TCPL a présenté une demande en vertu de la *Stranded Gas Development Act* de l'Alaska et a demandé à l'État de reprendre le traitement de sa demande, en

suspens depuis longtemps, au sujet d'une concession pour l'emprise sur les terres de l'État. À l'obtention d'une telle concession, TCPL est disposée à la transférer à une autre entité qui permettrait le raccordement du projet final au réseau de pipelines de TCPL. Tout transfert de la concession exigerait une entente d'interconnexion avec TCPL à la frontière de l'Alaska et du Yukon. La demande de TCPL en vertu de la loi alaskienne est une des trois demandes actuellement à l'étude par l'État de l'Alaska. En octobre 2005, l'administration de l'État et ConocoPhillips Company ont conclu une entente préliminaire en vertu de la *Stranded Gas Development Act*. Le 21 février 2006, l'État a annoncé qu'une entente préliminaire avait été conclue avec BP Resources et ExxonMobil. L'État a de plus annoncé, le 21 février 2006, que des mesures législatives préconisant un nouveau régime fiscal visant la production de pétrole et de gaz naturel seront proposées. On ne prévoit pas qu'une entente au sujet du gaz naturel soit soumise à l'assemblée législative de l'Alaska pour ratification tant que le nouveau régime fiscal visant la production de pétrole et de gaz naturel n'aura pas été édicté.

Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) détient le droit prioritaire de construire, de posséder et d'exploiter le premier pipeline acheminant le gaz naturel 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 en faveur de 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 la route de l'Alaska, de même que pour aménager cinq prolongements à ce tronçon, le dernier en 1998. TCPL poursuit ses efforts en vue d'obtenir auprès des producteurs du versant Nord de l'Alaska une concordance commerciale pour le tronçon canadien dans le cadre du projet. D'autres travaux d'aménagement aux termes de la LPN devraient assurer la mise en service du projet dans les meilleurs délais.

Approvisionnement

En 2005, en amont, l'industrie de l'énergie a réagi aux prix élevés du gaz naturel en forant un nombre record de puits de gaz naturel dans le BSOC. TCPL a continué de constater une croissance de l'offre dans le secteur centre-ouest de la région des contreforts et à partir d'une source de production non classique, soit le méthane des gisements houillers provenant principalement de la formation houillère de Horseshoe Canyon dans le centre de l'Alberta entre Edmonton et Calgary.

TCPL continuera de concentrer ses efforts en vue du raccordement efficace et en temps opportun de ces volumes, ce qui permettra aux clients d'avoir accès à des marchés où les prix du gaz naturel sont toujours avantageux. Par ailleurs, TCPL cherchera par tous les moyens à maintenir la souplesse de son service pour demeurer concurrentielle.

Marchés de la région de l'Ouest

TCPL continue de cibler les occasions de croissance sur les marchés gaziers existants et les marchés naissants. En 2005, TCPL a poursuivi sur la voie de la prestation rentable de services de livraison supplémentaires pour le marché de Fort McMurray, en Alberta. Alors que la demande de gaz naturel poursuivait son ascension vers des sommets sans précédent, de nombreux projets d'extraction à ciel ouvert ou *in situ* dans la région des sables bitumineux ont été annoncés en 2005, ce qui a ajouté à la demande.

À la fin de 2004 et tout au long de 2005, TCPL a signé des contrats fermes prévoyant des services de livraison pour des volumes supérieurs à 900 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour dans la région de Fort McMurray à partir du réseau de l'Alberta. En raison des contrats conclus sur 10 et 20 ans, TCPL a présenté des demandes auprès de l'EUB pour la construction de nouvelles installations de transport de gaz naturel afin de répondre à la demande contractuelle. Les travaux de construction débiteront vers la fin de 2006 et la date d'entrée en service prévue au contrat est le 1^{er} avril 2007. En 2008 et en 2009, TCPL s'attend à ajouter de nouvelles installations alors que la demande pour le pétrole tiré des sables bitumineux à Fort McMurray continue de croître.

Marchés de la région de l'Est

La production d'électricité demeure le principal inducteur d'une demande de gaz naturel accrue dans les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis. Des projets à ce chapitre, qui nécessiteront l'apport de forts volumes supplémentaires de gaz naturel, continuent d'être élaborés, ce qui fait que le réseau principal au Canada devrait normalement constater de modestes augmentations de ses livraisons sur de longues distances, à court ou à moyen terme. Des expansions de faible envergure s'appuyant sur des contrats de transport garanti (TG) à long terme devraient entrer en exploitation en 2006 et en 2007 afin de répondre à la demande croissante dans les marchés de la région de l'Est.

La tendance actuelle favorise une demande accrue pour des contrats sur de courtes distances de la part des clients dans les marchés de la région de l'Est, ce qui montre bien qu'ils souhaitent profiter d'un éventail élargi de possibilités d'accès à des sources d'approvisionnement en gaz naturel. TCPL collabore toujours avec ces clients pour leur proposer la souplesse de service et les options voulues.

GNL

En septembre 2005, les habitants du village de Cacouna, au Québec, ont voté dans une proportion de 57,2 % en faveur de la construction d'un terminal méthanier dans la région. Énergie Cacouna, coentreprise de Petro-Canada et de TCPL dont la création avait été annoncée en septembre 2004, propose un projet de 660 millions de dollars dans le port de Gros-Cacouna, sur le fleuve Saint-Laurent, devant permettre de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé, avec une capacité d'expédition quotidienne d'environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. TCPL exploitera les installations dont la construction est envisagée, tandis que Petro-Canada conclura un contrat pour toute la capacité et fournira le GNL. Le 22 février 2006, le ministre de l'Environnement du Québec a commencé la période de consultation publique de 45 jours au sujet de la prochaine phase de ce projet.

En novembre 2004, TCPL et Shell ont annoncé les plans d'un aménagement conjoint d'installations marines de regazéification de GNL, soit le projet Broadwater, dans les eaux du détroit de Long Island sur la côte de l'État de New York. L'unité flottante de stockage et de regazéification proposée serait située à une quinzaine de kilomètres au large de la côte de Long Island et à environ 18 km au large de celle du Connecticut. Le terminal permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé, puis d'expédier en moyenne environ un milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour. Broadwater Energy LLC, entité dont TCPL sera propriétaire à 50 %, détiendra et exploitera les installations. Shell conclura un contrat pour toute la capacité et fournira le GNL. Le coût estimatif des travaux de construction se situera entre 700 millions de dollars US et 1 milliard de dollars US. La construction des installations doit être approuvée par les gouvernements fédéral et étatiques aux États-Unis. Le 30 janvier 2006, une demande en bonne et due forme a été déposée auprès de la FERC en vue d'obtenir l'approbation, au palier fédéral, pour la construction et l'exploitation des installations prévues dans le cadre du projet. Sous réserve de l'obtention des approbations requises, ces installations devraient entrer en service vers la fin de 2010 ou au début de 2011.

Stockage de gaz naturel

TCPL mène ses activités de stockage de gaz naturel en Alberta, où elle a conclu un contrat de stockage à long terme et où elle détient une participation de 60 % dans CrossAlta, en plus de posséder en propriété exclusive les installations d'Edson en cours de construction. D'ici le milieu de 2007, TCPL sera propriétaire ou locataire de plus du tiers de la capacité albertaine de stockage de gaz naturel, ce qui représente plus de 130 PJ.

La volatilité des prix sur le marché gazier, attribuable en partie à des conditions météorologiques exceptionnelles, à des coupures d'approvisionnement et à des hausses abruptes des prix du pétrole, a contribué aux fortes valeurs accordées au stockage en 2005. TCPL a lancé ses activités commerciales de stockage de gaz naturel au deuxième trimestre de 2005, assurant la commercialisation et l'optimisation de la capacité de 20 PJ sous contrat. Cette capacité sous contrat passera à 30 PJ en 2006, puis à 40 PJ en 2007.

TCPL a mis en chantier les installations d'Edson au début de 2005. À l'heure actuelle, on prévoit que les coûts de construction du projet se situeront autour de 270 millions de dollars, ce qui constitue une augmentation de 70 millions de dollars par rapport à ce qui avait été estimé à l'origine et cette différence est due à des coûts plus élevés associés aux forages et aux structures, ainsi qu'à des coûts plus élevés du gaz de base. Les installations d'Edson, d'une capacité prévue d'environ 60 PJ, seront raccordées au réseau de l'Alberta de TCPL. Elles devraient commencer à accueillir du gaz vers le milieu de 2006 et leur capacité de stockage augmentera progressivement par la suite.

TCPL détient aussi une participation de 60 % dans les installations de stockage de gaz naturel de CrossAlta, dont la capacité aménagée totale s'élève à 56 PJ. En 2005, CrossAlta a mené à terme des projets d'expansion qui ont permis d'améliorer les taux d'injection et d'extraction, en plus d'accroître la capacité aménagée qui est passée de 44 PJ à 56 PJ.

Les facteurs fondamentaux qui caractérisent présentement la demande sur le marché du stockage de gaz naturel devraient normalement demeurer très positifs. Le déséquilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord est à la source de la volatilité du prix du gaz, ce qui suscite une demande pour des services de stockage. TCPL croit que le stockage de gaz naturel en Alberta continuera de répondre aux besoins du marché et pourrait jouer un rôle plus prépondérant lorsque les ressources gazières des régions nordiques seront raccordées avec les marchés nord-américains.

Pipeline Keystone

En novembre 2005, TCPL a signé un protocole d'entente avec ConocoPhillips Company et CPPL. Ce protocole stipule que ConocoPhillips Company expédiera du pétrole brut dans le pipeline Keystone envisagé et il accorde à CPPL le droit d'acquérir une participation maximale de 50 % dans ce pipeline. Le 31 janvier 2006, TCPL a annoncé que des contrats fermes à long terme, d'une durée moyenne de 18 ans et pour un total de 340 000 barils par jour, avaient été signés. Les engagements en question ont été obtenus par la voie d'un appel de soumissions exécutoires au quatrième trimestre de 2005. Avec les engagements ainsi pris par les expéditeurs, TCPL procédera aux dépôts réglementaires devant mener à l'approbation du projet.

Au coût approximatif de 2,1 milliards de dollars US, le pipeline Keystone devrait être en mesure de transporter quotidiennement environ 435 000 barils de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Patoka, en Illinois, au moyen d'un réseau de pipelines de 2 960 km. La capacité du pipeline peut être portée à 590 000 barils par jour après la greffe de pompes supplémentaires. En plus des nouvelles canalisations qui seront construites aux États-Unis sur une distance d'environ 1 730 km, la partie canadienne du projet envisagé prévoit la construction de nouvelles canalisations sur quelque 370 km et la transformation, sur approximativement 860 km, d'une partie des installations exploitées par TCPL pour le transport du gaz naturel afin qu'elles puissent transporter du pétrole brut. Le pipeline Keystone, après l'obtention des approbations réglementaires appropriées au Canada et aux États-Unis, devrait entrer en service en 2009, après une mise en chantier proposée pour la fin de 2007.

Les expéditeurs ont également exprimé un intérêt dans le contexte des prolongements possibles du pipeline Keystone, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, d'une part, et, d'autre part, jusqu'à Fort Saskatchewan, en Alberta. TCPL entend lancer un appel de soumissions exécutoires pour ces deux prolongements plus tard en 2006.

Les activités de TCPL consistent à faire le lien entre offres d'énergie et marchés, ce qui constitue un autre moyen de fournir un précieux service à ses clients. La transformation d'un des gazoducs de la société pour le transport de pétrole brut représente une façon novatrice et économique de réagir au besoin de nouveaux pipelines pour faire face à la croissance prévue de la production de pétrole brut au Canada au cours des dix prochaines années.

TRANSPORT DE GAZ – FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

En 2005, les principales activités de TCPL en matière de réglementation ont porté sur la décision rendue par l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada, un règlement négocié pour la tarification de 2005 sur ce même réseau, une entente de trois ans sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta, une audience devant l'EUB sur la tarification pour le réseau de l'Alberta pouvant avoir des incidences sur la compétitivité de ce réseau et la négociation fructueuse, avec les expéditeurs et l'ACPP, en vue d'obtenir leur soutien pour la hausse du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires sur les réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique. TCPL est actuellement en pourparlers pour en arriver à un règlement avec les expéditeurs utilisant le réseau principal au Canada au sujet des droits de 2006.

Réseau principal au Canada

En avril 2005, l'ONÉ a rendu sa décision au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada et approuvait ainsi une majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, le faisant passer de 33 % à 36 % pour les droits de 2004 à l'égard de ce réseau.

En avril 2005, l'ONÉ a approuvé la demande déposée par TCPL au sujet d'un règlement négocié pour la tarification du réseau principal au Canada en 2005. Aux termes du règlement, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été établis à 169,5 millions de dollars pour 2005, toute variation entre les coûts réels en 2005 et ceux convenus dans le règlement étant imputable à TCPL. Dans la majorité des cas, les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits de 2005 devaient être comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. De plus, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires était établi à 9,46 % et le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en 2005 rendait compte de la décision de l'ONÉ, à la deuxième phase, au sujet de la structure du capital du réseau principal au Canada en 2004.

En mai 2005, conformément à la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada, TCPL a déposé des demandes de droits définitifs distinctes auprès de l'ONÉ pour 2004 et 2005. En juin 2005, l'ONÉ a rendu sa décision, approuvant les demandes en question telles qu'elles avaient été présentées.

En décembre 2005, l'ONÉ a approuvé les droits provisoires de 2006 entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2006. TCPL participe actuellement à des pourparlers en vue de conclure un règlement avec les parties intéressées sur les questions liées aux droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2006. Dans l'attente de l'aboutissement de ces pourparlers, TCPL entend déposer une demande d'approbation auprès de l'ONÉ, au premier trimestre de 2006, pour les droits et tarifs de 2006.

Selon la formule adoptée, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires a été établi à 8,88 % en 2006 pour le réseau principal au Canada.

Réseau de l'Alberta

En décembre 2004, TCPL a déposé, auprès de l'EUB, les documents de la première phase de la demande tarifaire générale de 2005. En mars 2005, elle a conclu un règlement avec les expéditeurs et autres intéressés au sujet des besoins en produits annuels du réseau de l'Alberta pour les exercices 2005, 2006 et 2007. Le règlement porte sur tous les éléments des besoins en

produits du réseau de l'Alberta, y compris les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, l'amortissement, les impôts sur les bénéfices et les taxes municipales.

Aux termes du règlement pour le réseau de l'Alberta, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été fixés à 193 millions de dollars en 2005, à 201 millions de dollars en 2006 et à 207 millions de dollars en 2007. Toute variation entre les coûts réels pour les éléments précités et d'autres coûts fixes, d'une part, et, d'autre part, ceux convenus dans le règlement pour une année donnée, est imputable à TCPL. Dans la majorité des cas, les 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.

Le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires sera calculé annuellement pendant la durée du règlement à l'aide de la formule de l'EUB aux fins du calcul du taux de rendement général annuel pour les services publics en Alberta, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %. En 2005, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires prévu par la formule de l'EUB était de 9,50 %. En outre, l'amortissement sera établi à l'aide des taux et méthodes d'amortissement proposés à l'EUB dans la demande tarifaire générale de 2004. Les charges d'amortissement, qui étaient de 303 millions de dollars en 2005, devraient s'élever à quelque 285 millions de dollars en 2006 et 282 millions de dollars en 2007.

En juin 2005, l'ONÉ a approuvé le règlement négocié des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour une période de trois ans. Tel qu'il est stipulé dans le règlement, TCPL a par la suite abandonné le recours entrepris pour en appeler du refus, par l'EUB, de certains coûts de rémunération incitative, à long terme ou non, dans les besoins en produits de 2004, en plus de mettre un terme aux travaux portant sur une demande auprès de l'EUB pour la révision et la modification de cette même décision.

Les droits provisoires approuvés en décembre 2004 ont été appliqués tout au long de 2005 pour le service de transport sur le réseau de l'Alberta. Dans sa décision rendue le 21 février 2006 au sujet de la deuxième phase de la demande tarifaire de 2005 pour le réseau de l'Alberta, l'EUB a approuvé la demande de conserver les méthodes actuelles de conception tarifaire et d'imputation des coûts, et les droits définitifs de 2005 peuvent désormais être déterminés. Une demande au sujet des droits définitifs de 2005 sera présentée en mars 2006.

Le 15 décembre 2005, l'EUB a approuvé la demande visant l'application de droits provisoires pour le service de transport à compter du 1^{er} janvier 2006. Les droits provisoires de 2006, qui remplacent les droits provisoires de 2005, seront rendus définitifs dans la demande qui sera présentée à l'EUB en mars 2006. Cette demande prévoit la mise à jour des composantes des coûts à comptabiliser selon la méthode de l'imputation à l'exercice dans le contexte des besoins en produits, de manière qu'ils reflètent les coûts et produits réels de l'exercice précédent, selon ce qui est stipulé dans le règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2005, 2006 et 2007.

Selon la formule adoptée, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires a été établi à 8,93 % en 2006 pour le réseau de l'Alberta.

GTN

TCPL travaille à la préparation d'un dossier tarifaire pour le réseau de Gas Transmission Northwest, devant normalement être déposé à l'été 2006. C'est la baisse des produits découlant du non-renouvellement de contrats et de manquements à leurs obligations de la part d'expéditeurs qui sont principalement à l'origine de la constitution d'un tel dossier. Actuellement, une tranche d'environ 12 % de la capacité à long terme du réseau de Gas Transmission Northwest demeure sans preneur et il y a un risque que d'autres contrats ne soient pas renouvelés durant le reste de 2006. Habituellement, la FERC surseoit à l'entrée en vigueur des augmentations tarifaires demandées pendant une période de cinq mois, ce qui fait que la société prévoit que les nouveaux tarifs, assujettis à un remboursement selon la décision finale rendue, entreraient en vigueur vers la fin de 2006.

Réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique

TCPL a déposé des demandes auprès de l'ONÉ au début de décembre 2005 en vue de l'approbation des droits de 2006, pour les réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique, selon une entente conclue avec l'ACPP et d'autres parties intéressées, entente qui prévoit l'augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires compris dans la structure du capital de chacun des réseaux pour le faire passer de 30 % à 36 %. Le 21 décembre 2005, l'ONÉ a approuvé sans la modifier la demande portant sur le réseau de Foothills. Le 22 février 2006, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs du réseau de la Colombie-Britannique pour 2006 tels qu'ils avaient été déposés.

TRANSPORT DE GAZ – RISQUES D'ENTREPRISE

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 pipelines 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 TG à long terme qui continuent d'arriver à échéance ont entraîné des réductions marquées de la capacité garantie sous contrat à long terme sur le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, le réseau de la Colombie-Britannique et le réseau de Gas Transmission Northwest, dans un contexte qui privilégie de plus en plus les contrats fermes à court terme.

Selon les données de décembre 2004, les réserves gazières découvertes du BSOC sont évaluées à quelque 55 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 étaient découvertes régulièrement et elles contribuaient à maintenir le ratio des réserves par rapport à la production autour de neuf ans. Les prix du gaz naturel dans l'avenir devraient être supérieurs aux moyennes historiques à long terme en raison d'une plus grande précarité entre l'offre et la demande, ce qui devrait favoriser les activités d'exploration et de production dans le BSOC. Cependant, il est prévu que les sources d'approvisionnement dans le BSOC afficheront une croissance presque nulle par rapport aux niveaux actuels. Compte tenu de l'accroissement, au cours des dix dernières années, de la capacité de livraison des pipelines que TCPL détient partiellement ou en propriété exclusive et de la concurrence suscitée par d'autres pipelines, alliés à la hausse marquée de la demande de gaz naturel en Alberta, TCPL prévoit qu'il existera, dans un avenir prévisible, une capacité pipelinrière excédentaire en provenance du BSOC.

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 au marché intérieur et à celui aux exportations. Le réseau de l'Alberta a fait face et continuera de faire face à la concurrence croissante d'autres pipelines.

Le réseau principal au Canada, soit le gazoduc transcontinental de TCPL, dessert le marché du centre-ouest et de l'Est du Canada ainsi que des États-Unis. La demande de gaz naturel sur les principaux marchés 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 accès à une panoplie de pipelines et de sources d'approvisionnement. Les marchés de l'Est du Canada, qui étaient par le passé alimentés exclusivement par TCPL, sont désormais desservis par de nouveaux pipelines régionaux qui ont accès à des sources d'approvisionnement dans l'Ouest canadien, au Canada Atlantique et aux États-Unis.

Pour le réseau principal au Canada, force est de constater, depuis quelques années, des réductions pour les contrats de TG sur de longues distances. Ces réductions ont cependant été en partie annulées par des hausses à l'égard des contrats sur de courtes distances. Bien que la réduction des livraisons n'influe pas directement sur le résultat du réseau principal au Canada, elle se répercutera sur la compétitivité de ses droits. Au cours de l'exercice 2005, les prix forts pour le gaz naturel dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis ont été à l'origine de livraisons supérieures à celles prévues sur le réseau principal au Canada afin de desservir ces marchés. Outre les livraisons accrues, le réseau principal au Canada a aussi connu une hausse des contrats à court terme et par conséquent un recul des droits. À court ou à moyen terme, on s'attend à des possibilités limitées de réduire les effets précités en rehaussant les volumes transportés sur de longues distances par le réseau principal au Canada. Qui plus est, on pense que livraisons et contrats seront ramenés à des niveaux plus modestes.

Le réseau de Gas Transmission Northwest doit rivaliser avec d'autres pipelines, tant pour l'accès aux sources d'approvisionnement en gaz naturel que pour l'accès aux marchés. La capacité de transport de gaz naturel du réseau permet aux clients d'avoir accès à des sources d'approvisionnement se situant principalement dans le BSOC. Ce réseau est en mesure de desservir des marchés situés dans les États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, en Californie et au Nevada, où on a aussi accès à des sources d'approvisionnement faisant concurrence au BSOC. Par le passé, le prix du gaz naturel provenant du BSOC était concurrentiel à celui du gaz provenant d'autres bassins d'approvisionnement desservant ces marchés. Le réseau de Gas Transmission Northwest a connu une situation de non-renouvellement de contrats en 2005 et d'autres contrats pourraient ne pas être reconduits en 2006. Le gaz naturel en provenance du BSOC qui est acheminé par la voie du réseau de Gas Transmission Northwest rivalise, sur les marchés de la Californie et du Nevada, avec celui provenant des bassins d'approvisionnement de la région des Rocheuses et de celle du Sud-Ouest des États-Unis. Dans les États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, le gaz naturel véhiculé par le réseau de Gas Transmission Northwest rivalise avec celui de la région des Rocheuses ainsi qu'avec d'autres sources d'approvisionnement de l'Ouest canadien, dont le gaz est transporté par le pipeline de Northwest.

Les services de transport assurés par le réseau de North Baja permettent d'avoir principalement accès aux sources d'approvisionnement en gaz naturel du bassin permien, situé dans l'ouest du Texas et le sud-est du Nouveau-Mexique, ainsi

que du bassin San Juan, situé en majeure partie dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique et au Colorado. Le réseau de North Baja assure la livraison de gaz naturel jusqu'au pipeline de Gasoducto Bajanorte, à la frontière entre la Californie et le Mexique, qui dessert les marchés du nord de l'État de Baja California, au Mexique. Bien qu'il n'existe actuellement aucune concurrence directe pour la livraison de gaz naturel à destination des marchés d'aval du réseau de North Baja, le pipeline pourrait devoir concurrencer le mazout, un combustible permettant de remplacer le gaz naturel pour l'exploitation de certaines centrales situées dans la région desservie par le réseau.

Risque de contrepartie

Le risque de faillite et de manquements de la part des clients a toujours existé. En décembre 2005, Calpine Corporation et certaines de ses filiales (Calpine) se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite. Calpine a conclu des contrats de transport sur certains pipelines de TCPL au Canada et aux États-Unis. Aux termes des tarifs respectifs visés, TCPL est présentement en possession des garanties financières maximales permises. Au 27 février 2006, ces contrats de transport n'avaient encore été ni acceptés ni rejetés. Si les contrats conclus pour les réseaux de pipelines de TCPL au Canada étaient rejetés, TCPL juge qu'elle a fait preuve de prudence en obtenant les garanties financières maximales et déposerait auprès de l'organisme de réglementation une demande en vue du recouvrement au titre du modèle réglementaire actuellement en vigueur pour toute perte de revenus, exclusion faite des montants d'assurance, ainsi que pour toute perte de produits découlant de la non-utilisation de la capacité faisant l'objet des contrats. Si des contrats conclus pour les réseaux de TCPL aux États-Unis devaient être rejetés, dans le contexte des obligations contractuelles, l'exposition annuelle non atténuée après les impôts est estimée à 10 millions de dollars pour le réseau de Gas Transmission Northwest et à 10 millions de dollars pour Portland Natural Gas Transmission System Partnership, dans lequel TCPL détient une participation de 61,7 %. Il existe des facteurs atténuants qui devraient normalement réduire cette exposition, notamment sous la forme d'un recouvrement à la suite du dépôt ultérieur de dossiers tarifaires généraux, d'une remise sous contrat aux taux les plus élevés ou à des taux réduits, selon le cas, d'une remise sous contrat de service à court terme ou interruptible et d'un recouvrement dans le cadre de la procédure de faillite. Pour le moment, les incidences éventuelles de ces facteurs atténuants sur l'exposition nette sont inconnues.

Risque financier

Les décisions des organismes de réglementation continuent d'influer considérablement sur le rendement financier des investissements actuels et futurs dans les pipelines détenus en propriété exclusive de TCPL au Canada. Les taux de rendement financier approuvés, qui défavorisent des investissements supplémentaires dans les réseaux de gazoducs en exploitation au Canada, demeurent une source de préoccupation pour TCPL. TCPL a sollicité un rendement de 11 % sur un ratio présumé de l'avoir des actionnaires ordinaires 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. Le résultat de cette démarche fut l'obtention d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires à hauteur de 36 % pour le réseau principal au Canada et de 35 % pour le réseau de l'Alberta. Par ailleurs, l'ONÉ a réaffirmé la teneur de sa formule de calcul du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires tandis que l'EUB a établi un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires général qui se fonde dans une large mesure sur la formule de l'ONÉ. En 2005, la formule de calcul de l'ONÉ a produit un taux de 9,46 % tandis que le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires général de l'EUB était de 9,50 %. En 2006, les taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires pour le réseau principal au Canada et le réseau de l'Alberta ont régressé respectivement à 8,88 % et à 8,93 %.

La société demeure à l'écoute de l'opinion des agences d'évaluation du crédit sur le contexte réglementaire canadien et partage leurs inquiétudes. Les investisseurs accordent toujours une grande importance aux cotes de crédit et à la solvabilité. Même si les récentes décisions réglementaires qui haussent le ratio de l'avoir réputé des actionnaires compris dans la structure du capital pour les pipelines de la société au Canada peuvent servir à atténuer quelque peu ces inquiétudes à longue échéance, le recul marqué des taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvés pour les pipelines réglementés par l'ONÉ et l'EUB devrait annuler tout effet positif en 2006.

Change

Le résultat de GTN, au même titre qu'une proportion importante de celui des autres entreprises de transport de gaz, qui est constaté par TCPL est généré en dollars US. La performance du dollar canadien comparativement au dollar US peut influencer sur le résultat net de l'entreprise de transport de gaz, positivement ou négativement, mais ces incidences sont atténuées du fait de l'exposition compensatrice de certaines autres entreprises de TCPL et des opérations de couverture de la société.

Risque lié aux livraisons

À l'échéance des contrats de Great Lakes, Northern Border et GTN, ces pipelines seront davantage exposés au risque lié aux livraisons et leurs produits fluctueront probablement davantage. Le risque lié aux livraisons découle de la concurrence à l'égard des sources d'approvisionnement et des marchés, des prix pratiqués dans les bassins gaziers, de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, des pipelines concurrents et du prix des combustibles de remplacement.

TRANSPORT DE GAZ – DIVERS

Excellence opérationnelle

TCPL a maintenu son engagement au titre de l'excellence opérationnelle en 2005. La société a déployé des efforts pour être mieux en mesure d'assurer des services fiables, à faibles coûts et adaptés aux besoins de sa clientèle. TCPL espère que sa stratégie d'excellence opérationnelle lui permettra de continuer d'être l'entreprise de choix des clients qui souhaitent être raccordés à de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel et à de nouveaux marchés gaziers.

TCPL a maintenu un rendement élevé d'exploitation de ses installations, tel qu'en atteste le nombre de jours d'exploitation parfaits pour le réseau principal au Canada et le réseau de l'Alberta. L'intégration de GTN en 2005 s'est concrétisée et cette entreprise a elle aussi continué d'afficher un haut rendement d'exploitation.

L'obtention du prix inaugural accordé par l'American Society of Mechanical Engineers pour la technologie pipelinère en 2005 a souligné avec encore plus d'éclat les efforts déployés par TCPL pour assurer des niveaux de fiabilité élevés et soutenus à long terme.

Le sondage annuel d'Ipsos Reid sur la satisfaction de la clientèle a constaté, à l'automne 2005, que TCPL obtenait toujours des notes élevées pour la satisfaction de la clientèle dans son ensemble et avait fait d'énormes progrès au chapitre des relations avec la haute direction. Sur son site Web Customer Express, TCPL propose désormais une « calculatrice des droits », un outil en ligne permettant aux clients de connaître rapidement le coût d'expédition sur les réseaux de pipelines détenus en propriété exclusive par TCPL ou des réseaux affiliés. La rétroaction des clients et des autres parties intéressées indique que cet outil a été bien reçu et qu'on est grandement en faveur de l'ajout d'autres outils en ligne.

Par ailleurs, 2005 a été une année très productive en matière de collaboration avec les clients. Le groupe de travail sur les droits, regroupant les parties intéressées à l'égard du réseau principal au Canada, a été l'auteur de 20 résolutions en 2005, portant notamment sur l'amélioration des procédés, le rehaussement de la qualité du service sous divers aspects, un tout nouveau service et un règlement au sujet du réseau principal au Canada. Le comité sur les droits, tarifs, installations et procédures, regroupant les parties intéressées à l'égard du réseau de l'Alberta, a adopté 11 résolutions en 2005, se concentrant surtout sur une plus grande souplesse du service et une efficacité accrue des processus pour le réseau de l'Alberta. Ces initiatives seront souvent à l'origine d'une souplesse de service accrue et d'une prestation plus efficace. Une bonne collaboration entraîne aussi des économies car l'industrie et TCPL profitent toutes deux de l'absence des coûts associés aux instances réglementaires.

En 2006, l'accroissement de l'efficacité, la fiabilité opérationnelle et le rendement en matière d'environnement et de sécurité mériteront de nouveau l'attention de TCPL. Les programmes de gestion des émissions de gaz à effet de serre continueront de constituer un centre d'intérêt prédominant et, toujours en 2006, des efforts supplémentaires seront déployés pour améliorer la fiche de sécurité des entrepreneurs.

Sécurité

En 2005, TCPL a collaboré étroitement avec les organismes de réglementation, les clients et les collectivités pour assurer la sécurité de ses employés et du grand public en tout temps. La fiche de sécurité des pipelines de la société en 2005 est très bonne, avec la rupture d'une seule canalisation de faible diamètre en un lieu relativement isolé dans le nord de l'Alberta. Cette rupture a été à l'origine d'un choc minime, sans causer de blessures corporelles ni de dommages matériels. Selon les modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ et l'EUB n'influent pas négativement sur le résultat de TCPL. En 2006, la société prévoit engager environ 105 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive, ce qui représente une augmentation de 64 millions de dollars comparativement au montant affecté en 2005. Cette augmentation est principalement attribuable aux inspections initiales du réseau de Gas Transmission Northwest, à des inspections supplémentaires visant à déceler la présence éventuelle de fissures par corrosion sous contrainte sur le réseau principal au Canada et à des réparations à plusieurs points de franchissement de cours d'eau dans le sud de l'Alberta, nécessitées par les inondations de juin 2005. TCPL a recours à un système de gestion rigoureuse des risques qui préconise l'affectation de fonds aux questions et aux secteurs ayant la plus grande incidence sur le maintien et l'accroissement de la fiabilité et de la sécurité des réseaux de pipelines.

Environnement

En 2005, TCPL a poursuivi ses efforts pour l'évaluation des questions environnementales et leur règlement au moyen de programmes dynamiques d'échantillonnage, de surveillance et de restauration. Les activités sur le réseau principal au Canada ont notamment porté sur l'achèvement de trois programmes de restauration en cours ainsi que sur des travaux de construction liés à des projets d'amélioration de l'intégrité du confinement à sept postes de compression. Toutes les installations le long du réseau de Foothills ont fait l'objet d'une évaluation au titre du programme d'évaluation, de restauration et de surveillance des emplacements de la société en 2005, au même titre que la majeure partie des installations du réseau de

GTN. De plus, il y a eu désaffectation et remise en état de quatre postes de compression le long du réseau principal au Canada et de deux autres de ces postes le long du réseau de l'Alberta en 2005. TCPL continuera d'investir activement dans des mesures améliorées de protection de l'environnement.

Des renseignements supplémentaires sur la gestion des risques liés à l'entreprise de transport de gaz sont présentés sous la rubrique « Gestion des risques ».

TRANSPORT DE GAZ – PERSPECTIVES

Avec une demande de gaz naturel qui augmente sans cesse partout en Amérique du Nord, l'entreprise de transport de gaz de TCPL continuera de jouer un rôle critique en ce qui a trait à la fiabilité d'acheminement de ce gaz. En 2006, l'entreprise se concentrera sur la livraison fiable de gaz naturel aux marchés en pleine croissance, le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement et la poursuite de l'aménagement d'infrastructures de raccordement avec les régions nordiques. TCPL poursuivra également ses travaux en vue de l'aménagement du pipeline Keystone.

Pour l'avenir, on pense que les producteurs devront continuer d'explorer et de mettre en valeur de nouveaux gisements, plus particulièrement dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans le secteur centre-ouest des contreforts de l'Alberta, ainsi que de nouvelles sources d'approvisionnement non classiques, comme le gaz produit à partir des réserves de méthane des gisements houillers. Selon l'emplacement de la ressource, de nouvelles installations seront requises pour l'acheminement de ces volumes supplémentaires, en dépit du fait que la croissance globale des sources d'approvisionnement dans le BSOC ne devrait normalement presque pas varier. En 2006, le réseau de l'Alberta prévoit déposer auprès de l'EUB une demande pour la construction de nouvelles installations qui seront requises pour raccorder les volumes supplémentaires de gaz naturel attendus et devant être acheminés depuis le delta du Mackenzie.

En 2006, TCPL continuera de s'efforcer à répondre aux besoins associés à la demande croissante dans la région de Fort McMurray en construisant de nouvelles installations de transport de gaz naturel, pour lesquelles les travaux débiteront vers la fin de 2006 et la date d'entrée en exploitation prévue au contrat est le 1^{er} avril 2007. En 2008 et en 2009, TCPL s'attend à ajouter d'autres installations alors que la demande pour l'exploitation des sables bitumineux à Fort McMurray continue de croître.

On prévoit que les volumes supplémentaires tirés du GNL serviront à répondre aux besoins croissants des marchés nord-américains à moyen ou à long terme. Par conséquent, TCPL s'engagera avec prudence afin d'évaluer plus à fond les incidences possibles, commerciales et opérationnelles, d'un raccordement d'installations de GNL aux réseaux pouvant être touchés.

Avant la concrétisation des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz, tiré du GNL et provenant des régions nordiques, nombre de marchés desservis par les réseaux de TCPL prêteront le flanc à la volatilité des prix du gaz naturel. TCPL continuera donc 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

Le résultat des gazoducs de TCPL détenus en propriété exclusive au Canada est principalement fonction de la base tarifaire moyenne, du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, du taux de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires et des revenus incitatifs pouvant être générés. À court ou à moyen terme, la société prévoit des investissements modestes dans ces actifs parvenus à maturité et, par conséquent, une régression nette continue de la base tarifaire moyenne en raison de charges d'amortissement supérieures aux dépenses en immobilisations. En l'absence d'une augmentation du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires ou des revenus incitatifs pouvant être générés, il faut s'attendre à une baisse du résultat dans l'avenir. Toutefois, les flux de trésorerie importants provenant des actifs parvenus à maturité pourront être réinvestis dans d'autres projets procurant des rendements supérieurs. 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 détenus en propriété exclusive au Canada.

En décembre 2005, l'ONÉ a fixé le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires pour le réseau principal au Canada en 2006 à 8,88 % alors qu'il était de 9,46 % en 2005. En outre, on s'attend que la base tarifaire moyenne continue de régresser en 2006. Ces deux facteurs devraient normalement, en l'absence de tout autre facteur à effet contraire, comprimer le résultat du réseau principal au Canada en 2006 par rapport à celui de 2005. TCPL est actuellement en pourparlers pour en arriver à un règlement avec les parties intéressées au sujet des droits de 2006 pour le réseau principal au Canada.

Le résultat du réseau de l'Alberta en 2006 subira le contrecoup de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires général de l'EUB, établi à 8,93 % en 2006 tandis qu'il était de 9,50 % en 2005, ainsi que d'une baisse prévue de la base tarifaire moyenne. Le règlement conclu en 2005 sur les besoins en produits pour trois ans ouvre quelque peu la porte à la génération de revenus incitatifs puisqu'il comporte certaines composantes de coûts à risque. Si TCPL parvient comme elle l'entend à réduire ses coûts, il y a possibilité d'atténuer en partie l'effet d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires moindre et d'une baisse de la base tarifaire moyenne pour le réseau de l'Alberta en 2006.

En 2006, si les contrats de Calpine sur les réseaux de Portland et de Gas Transmission Northwest devaient être rejetés, cela pourrait avoir des conséquences négatives sur le résultat de ces entreprises. Les contrats de TG de Calpine comptent pour quelque 24 % du total des produits de TG de Portland. Sur le réseau de Gas Transmission Northwest, environ 7 % des produits de transport proviennent de contrats de TG de Calpine. Il est encore trop tôt pour cerner l'incidence de tout facteur atténuant possible sur le résultat de 2006 si ces contrats devaient être rejetés.

Des volumes moindres sous forme de contrats fermes sur le réseau de Gas Transmission Northwest, notamment sous l'effet de la faillite de clients, devraient avoir de légères incidences négatives sur les résultats de ce réseau comparativement à 2005. Les conséquences du dépôt du dossier tarifaire de 2006 sur les résultats du réseau en 2006 sont incertaines pour le moment.

En dernier lieu, la baisse anticipée des produits liés au service garanti sur certains pipelines détenus en partie et la réduction de la participation dans PipeLines LP sur un exercice complet devraient être partiellement neutralisées par les effets d'une structure incluant un avoir réputé des actionnaires plus élevé pour les réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique ainsi que par les effets de la croissance prévue du résultat net associé au stockage de gaz naturel.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive en 2005 ont totalisé 135 millions de dollars. En 2006, les dépenses en immobilisations totales affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive devraient atteindre environ 382 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations affectées au projet de stockage de gaz naturel d'Edson et à celui du pipeline Tamazunchale devraient se situer respectivement à environ 105 millions de dollars et 95 millions de dollars en 2006.

VOLUMES DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL

(en Gpi³)⁽¹⁾

	2005	2004	2003
Réseau principal au Canada ⁽²⁾	2 997	2 621	2 628
Réseau de l'Alberta ⁽³⁾	3 999	3 909	3 883
Réseau de Gas Transmission Northwest ⁽⁴⁾	777	181	
Réseau de Foothills	1 051	1 139	1 110
Réseau de la Colombie-Britannique	321	360	325
Réseau de North Baja ⁽⁴⁾	84	13	
Great Lakes	850	801	856
Northern Border	808	845	850
Iroquois	394	356	341
TQM	166	159	164
Ventures LP	192	136	111
Portland	62	50	53
Tuscarora	25	25	22
TransGas	19	18	16

(1) En milliards de pieds cubes.

(2) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan se sont établies à 2 215 milliards de pieds cubes (2 017 milliards de pieds cubes en 2004; 2 055 milliards de pieds cubes en 2003).

(3) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 4 034 milliards de pieds cubes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (3 952 milliards de pieds cubes en 2004; 3 892 milliards de pieds cubes en 2003).

(4) TCPL a fait l'acquisition du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja le 1^{er} novembre 2004. Les volumes de 2004 représentent les livraisons effectuées en novembre et en décembre 2004.

ÉLECTRICITÉ

POINTS SAILLANTS

Résultat net

- Le résultat net de l'entreprise d'électricité s'est élevé à 561 millions de dollars en 2005 alors qu'il s'établissait à 396 millions de dollars en 2004.
- Exclusion faite des gains liés à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy, le résultat net de 2005 a augmenté de 44 millions de dollars pour atteindre 253 millions de dollars, comparativement à 209 millions de dollars en 2004.
- L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation et autres avant les impôts de TCPL en 2005 a augmenté de 65 millions de dollars pour atteindre 195 millions de dollars, comparativement à 130 millions de dollars en 2004.

Expansion des actifs

- En octobre 2005, Bruce Power et l'OEO ont conclu un accord à long terme selon lequel Bruce A remettra à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée de vie du troisième réacteur en remplaçant chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, puis remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. La remise en service des premier et deuxième réacteurs, dont la capacité se situe autour de 1 500 MW, portera la production de Bruce Power à plus de 6 200 MW. La quote-part de TCPL sera alors d'environ 2 450 MW. Au 31 décembre 2005, TCPL détenait une participation de 47,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.
- En date du 31 décembre 2005, TCPL a fait l'acquisition, auprès de l'Alberta Balancing Pool, des droits et obligations résiduels aux termes de la CAE de Sheerness de 756 MW, au prix de 585 millions de dollars. La durée restante de la CAE est d'une quinzaine d'années. La centrale compte deux appareils de production d'énergie thermique alimentés au charbon.
- En avril 2005, TCPL a acquis d'USGen des actifs de production d'énergie hydroélectrique ayant une capacité totale de 567 MW au prix de 503 millions de dollars US.
- En janvier 2005, la centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel de Grandview à Saint-John, au Nouveau-Brunswick, est entrée en service.
- Les travaux de construction de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour, au Québec, se sont poursuivis et l'entrée en service est prévue pour la fin de 2006.
- Le projet Cartier énergie, d'une capacité de 739,5 MW, a accordé des contrats de construction en 2005. Les travaux de construction pour les deux premiers projets envisagés devraient commencer au début de 2006, et l'entrée en exploitation du premier projet est prévue vers la fin de 2006.

Capacité disponible des centrales

- La capacité disponible moyenne pondérée, exclusion faite de Bruce Power, s'est établie à 87 % en 2005, comparativement à 96 % en 2004.
- En intégrant Bruce Power aux calculs, la capacité disponible moyenne pondérée s'est établie à 84 % en 2005, contre 90 % en 2004.

Production d'électricité

- ❶ Bear Creek
- ❷ MacKay River
- ❸ Redwater
- ❹ CAE de Sundance A
- ❺ CAE de Sundance B (participation de 50 %)
- ❻ CAE de Sheerness
- ❼ Carseland
- ❽ Cancarb
- ❾ Bruce Power (Bruce A – 47,9 %, Bruce B – 31,6 %)
- ❿ OSP
- ⓫ Bécancour (en construction)
- ⓬ Cartier énergie (participation de 62 %, en construction)
- ⓭ Grandview
- ⓮ TC Hydro



BEAR CREEK Une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta.

MACKAY RIVER Une centrale de cogénération de 165 MW alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta.

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

SUNDANCE A ET B La centrale de Sundance, en Alberta, regroupe les plus importantes installations de production d'électricité alimentées au charbon dans l'Ouest canadien. TCPL est propriétaire de la CAE de 560 MW pour Sundance A, qui échoit en 2017. Elle détient effectivement 50 % de la CAE de 706 MW pour Sundance B, qui arrive à échéance en 2020.

SHEERNESS En décembre 2005, TCPL a fait l'acquisition des droits et obligations résiduels aux termes de la CAE de Sheerness de 756 MW, dont la durée restante est de 15 ans. La centrale compte deux appareils de production d'énergie thermique alimentés au charbon.

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

CANCARB D'une puissance de 27 MW, la centrale de Cancarb se trouve à Medicine Hat, en Alberta. Elle est alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant des installations attenantes de noir de carbone thermique, qui appartiennent à TCPL.

BRUCE POWER Au 31 décembre 2005, TCPL détenait une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui exploite les cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs, dont la capacité de production approximative est de 3 200 MW. En outre, TCPL détenait une participation de 47,9 % dans Bruce A, qui exploite les troisième et quatrième réacteurs, dont la capacité de production approximative est de 1 500 MW, ainsi que les premier et deuxième réacteurs, présentement inutilisés et dont la capacité de production approximative est aussi de 1 500 MW. Les premier et deuxième réacteurs sont actuellement en voie d'être remis en état, et le retour graduel à la production du premier est prévu à partir de 2009.

OSP La centrale de 560 MW d'OSP, située dans le Rhode Island, est à cycle combiné et est alimentée au gaz naturel.

BÉCANCOUR La centrale de Bécancour, située près de Trois-Rivières, au Québec, est en construction. Cette centrale de cogénération alimentée au gaz naturel aura une capacité de 550 MW et devrait entrer en service vers la fin de 2006. Elle vendra toute sa production d'électricité à Hydro-Québec, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. La centrale vendra également de la vapeur à des entreprises locales.

CARTIER ÉNERGIE Cartier énergie, société détenue à 62 % par TCPL, regroupe six projets d'énergie éolienne d'une capacité totale de 739,5 MW dont l'entrée en exploitation devrait normalement s'échelonner de 2006 à 2012. Les travaux de construction des deux premiers projets, dont la capacité de production combinée sera de 210 MW, devraient commencer au début de 2006 et le premier de ces projets devrait entrer en service vers la fin de 2006. Toute la production d'électricité sera vendue à Hydro-Québec aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans.

GRANDVIEW Une centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel et située à Saint-John, au Nouveau-Brunswick, est entrée en service en janvier 2005. Aux termes d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, la totalité de la chaleur résiduelle et de l'électricité produite par cette centrale est vendue à Irving.

TC HYDRO En avril 2005, TCPL a conclu l'acquisition des actifs de production hydroélectrique d'USGen. Ces actifs marchands représentent une capacité de production totale de 567 MW et sont situés au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts.

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

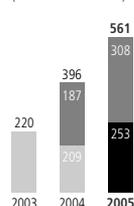
	2005	2004	2003
Bruce Power	195	130	99
Établissements de l'Ouest	123	138	160
Établissements de l'Est	137	108	127
Participation dans S.E.C. Électricité	29	29	35
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(102)	(89)	(86)
Bénéfice d'exploitation et autres	382	316	335
Charges financières	(11)	(13)	(12)
Impôts sur les bénéfices	(118)	(94)	(103)
	253	209	220
Gains liés à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy (après les impôts)	308	187	–
Résultat net	561	396	220

Le résultat net de 561 millions de dollars pour l'entreprise d'électricité en 2005 représente une augmentation de 165 millions de dollars comparativement aux 396 millions de dollars constatés en 2004. Cette augmentation s'explique principalement par les gains liés à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy. En 2005, TCPL a vendu sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy aux filiales de The Tokyo Electric Power Company pour un produit brut de 103 millions de dollars US (122 millions de dollars) donnant lieu à un gain après les impôts de 115 millions de dollars. En août 2005, TCPL a vendu sa participation dans S.E.C. Électricité à EPCOR Utilities Inc. (EPCOR) pour un produit net de 523 millions de dollars, réalisant un gain après les impôts de 193 millions de dollars. Le résultat net de 2004 comprenait un gain après les impôts de 187 millions de dollars, montant composé d'un gain après les impôts de 15 millions de dollars à la vente par TCPL à S.E.C. Électricité des centrales de ManChief et de Curtis Palmer, ainsi que de gains de dilution et autres de 172 millions de dollars après les impôts.

Exclusion faite des gains liés à Paiton Energy et à S.E.C. Électricité, respectivement en 2005 et en 2004, le résultat net de l'entreprise d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 a atteint 253 millions de dollars, une hausse de 44 millions de dollars comparativement aux 209 millions de dollars inscrits en 2004. La hausse est surtout due à l'accroissement du bénéfice d'exploitation et autres de Bruce Power et des établissements de l'Est, partiellement neutralisé par une contribution réduite des établissements de l'Ouest et par l'augmentation des frais généraux, administratifs, de soutien et autres.

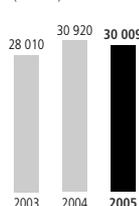
En 2003, les résultats des établissements de l'Ouest comprenaient un montant de 31 millions de dollars avant les impôts (19 millions de dollars après les impôts) constaté au titre d'un règlement conclu avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements découlant de contrats à terme d'électricité. Le résultat net de l'entreprise d'électricité en 2004, exclusion faite des gains liés à S.E.C. Électricité en 2004 et du règlement avec la contrepartie en 2003, a augmenté de 8 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Le bénéfice de participation avant les impôts tiré de Bruce Power, soit 130 millions de dollars en 2004, était de 31 millions de dollars supérieur à celui constaté pour la période pendant laquelle TCPL détenait une participation en 2003. Cette hausse a été en partie annulée par la baisse des contributions des établissements de l'Est et de la participation dans S.E.C. Électricité.

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

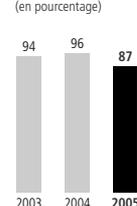


■ Gains liés à S.E.C. électricité et à Paiton Energy

Volumes des ventes d'électricité
(en GWh)



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



CENTRALES ÉLECTRIQUES – CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE ET TYPE DE COMBUSTIBLE		
	MW	Type de combustible
Bruce Power⁽¹⁾	2 450	Énergie nucléaire
Établissements de l'Ouest		
Sheerness ⁽²⁾	756	Charbon
Sundance A ⁽³⁾	560	Charbon
Sundance B ⁽³⁾	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	
Établissements de l'Est		
		Énergie
TC Hydro ⁽⁴⁾	567	hydroélectrique
OSP	560	Gaz naturel
Bécancour ⁽⁵⁾	550	Gaz naturel
Cartier énergie ⁽⁶⁾	458	Énergie éolienne
Grandview ⁽⁷⁾	90	Gaz naturel
	2 225	
Total de la capacité de production nominale	6 736	

(1) Représente la quote-part de 47,9 % de TCPL dans Bruce A et celle de 31,6 % dans Bruce B au 31 décembre 2005. Bruce A regroupe quatre réacteurs d'une capacité de 750 MW. Le quatrième réacteur de Bruce A a été remis en service au quatrième trimestre de 2003. Le troisième réacteur de Bruce A a été remis en service au premier trimestre de 2004. Les premier et deuxième réacteurs de Bruce A sont en voie d'être remis en état et leur retour graduel à la production est prévu à compter de 2009. Bruce B compte quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la capacité totale est d'environ 3 200 MW.

(2) TCPL achète directement 756 MW d'électricité de Sheerness aux termes d'une CAE à long terme acquise en décembre 2005.

(3) TCPL achète, directement ou indirectement, 560 MW de Sundance A et 353 MW de Sundance B aux termes de CAE à long terme qui représentent 100 % de la production de Sundance A et 50 % de la production de Sundance B.

(4) Acquisition en avril 2005.

(5) En construction.

(6) En construction. Représente la participation de TCPL, soit 62 % de 739,5 MW.

(7) Centrale mise en service en janvier 2005.

ÉLECTRICITÉ – ANALYSE FINANCIÈRE

Bruce Power

Le 31 octobre 2005, Bruce Power et l'OEO ont conclu un accord à long terme selon lequel Bruce A remettra à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée d'exploitation du troisième réacteur en remplaçant chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, puis remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Par suite de l'accord entre Bruce Power et l'OEO et de la décision de Cameco de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, une nouvelle société a été créée. Bruce A sous-loue ses installations, qui comprennent les premier, deuxième, troisième et quatrième réacteurs, de Bruce B. TCPL et BPC ont chacune engagé des fonds d'un montant net d'environ 100 millions de dollars au moment de la création de Bruce A. Au 31 décembre 2005, TCPL et BPC détenaient chacune une participation de 47,9 % dans Bruce A. Le reste, soit 4,2 %, appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (fiducie n° 1) et à The Society of Energy Professionals Trust. La création de Bruce A ne devrait aucunement influencer sur l'exploitation de la centrale de Bruce Power au quotidien et TCPL détient toujours une participation de 31,6 % dans les installations de 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 placements proportionnellement et prospectivement à partir du 31 octobre 2005. Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de l'exploitation des six réacteurs dans leur ensemble pour toutes les périodes visées. Les données fournies sur Bruce Power comprennent des rajustements visant à éliminer l'incidence de certaines opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

Aperçu des résultats – Bruce Power			
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>			
	2005	2004	2003
Bruce Power (base de 100 %)			
Produits			
Électricité	1 907	1 563	1 183
Divers ⁽¹⁾	35	20	25
	1 942	1 583	1 208
Charges d'exploitation			
Exploitation et entretien	(871)	(793)	(608)
Combustible	(77)	(68)	(45)
Loyer supplémentaire	(164)	(156)	(111)
Amortissement	(198)	(161)	(89)
	(1 310)	(1 178)	(853)
Bénéfice d'exploitation	632	405	355
Charges financières selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation – jusqu'au 31 octobre 2005	(58)	(67)	(69)
	574	338	286
Quote-part de TCPL	188	107	65
Rajustements	7	23	34
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation et autres de TCPL ⁽²⁾	195	130	99
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible de la centrale	80 %	82 %	83 %
Volumes des ventes (en GWh) ⁽³⁾			
Bruce Power – 100 %	32 900	33 600	21 060
Quote-part de TCPL	10 732	10 608	6 655
Résultats par MWh ⁽⁴⁾			
Produits d'électricité	58 \$	47 \$	48 \$
Combustible	2 \$	2 \$	2 \$
Total des charges d'exploitation ⁽⁵⁾	40 \$	35 \$	36 \$
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant	49 %	52 %	35 %

(1) Comprend des recouvrements de coûts de combustible de 4 millions de dollars pour Bruce A en 2005.

(2) Le bénéfice de participation consolidé de TCPL comprend un montant de 168 millions de dollars qui représente la participation de 31,6 % de TCPL dans le résultat de Bruce Power pour la période de dix mois terminée le 31 octobre 2005. En février 2003, TCPL avait acquis une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui détenait alors les premier et deuxième réacteurs de Bruce A, présentement inactifs, ainsi que les troisième et quatrième réacteurs de Bruce A et les cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs de Bruce B, actuellement en exploitation.

(3) Gigawatts-heure.

(4) Mégawatts-heure.

(5) Déduction faite des recouvrements des coûts.

Le bénéfice d'exploitation et autres de TCPL provenant de sa participation cumulée dans Bruce Power s'est établi à 195 millions de dollars en 2005, alors qu'il avait été de 130 millions de dollars en 2004. La progression de 65 millions de dollars s'explique avant tout par la hausse des prix réalisés en 2005, annulée en partie par l'accroissement des coûts d'entretien et de l'amortissement ainsi que par une moindre capitalisation de montants au titre de la main-d'œuvre et d'autres coûts internes à la suite de la remise en service du troisième réacteur au premier trimestre de 2004. Les rajustements à la

quote-part cumulée revenant à TCPL du bénéfice avant les impôts de Bruce Power pour 2005 ont été moins élevés que ceux de 2004, principalement en raison de la régression de l'amortissement du prix d'achat attribué à la juste valeur des contrats de vente en place au moment de l'acquisition en 2003.

Les prix cumulés réalisés par Bruce Power en 2005 (exclusion faite des recouvrements des coûts de Bruce) se sont situés à 58 \$ le MWh, comparativement à 47 \$ le MWh en 2004, ce qui reflète les prix plus élevés des volumes non visés par des contrats et vendus sur le marché au comptant. Les charges d'exploitation cumulées de Bruce Power (déduction faite des recouvrements de coûts) ont augmenté, passant de 35 \$ le MWh en 2004 à 40 \$ le MWh en 2005. Cette hausse s'explique surtout du fait qu'il y a eu, en 2005, un arrêt d'exploitation de plus qu'en 2004 pour entretien préventif, ainsi que par l'accroissement des coûts d'entretien, la majoration de l'amortissement et une moindre capitalisation des coûts de main-d'œuvre et autres coûts internes capitalisés à la suite de la remise en exploitation du troisième réacteur.

La capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs en exploitation de Bruce en 2005 s'est établie à 80 % alors qu'elle était de 82 % en 2004. Ce recul de la capacité disponible en 2005 est attribuable à des arrêts d'exploitation qui ont duré 67 jours de plus pour des travaux d'entretien préventif et 45 jours de plus pour des travaux d'entretien correctif qu'en 2004. Dans ce dernier cas, l'écart est en grande partie attribuable à un arrêt forcé de 27 jours alors qu'un transformateur du sixième réacteur a pris feu.

En 2004, le bénéfice d'exploitation et autres de TCPL provenant de sa participation cumulée dans Bruce Power s'était établi à 130 millions de dollars, comparativement à 99 millions de dollars en 2003. Cette hausse s'explique surtout par la production supérieure en 2004 après la remise en service des troisième et quatrième réacteurs, ainsi que par le calcul du résultat sur un exercice complet en 2004 à l'égard des cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs, plutôt que du 14 février au 31 décembre en 2003, soit la période pendant laquelle TCPL était propriétaire des installations au cours de cet exercice. Les rajustements à la quote-part cumulée revenant à TCPL du bénéfice avant les impôts de Bruce Power pour 2004 ont été moins élevés que ceux de la période correspondante de 2003, principalement en raison du fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés au moment de la remise en service des troisième et quatrième réacteurs.

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 tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif effectués. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, au 31 décembre 2005, Bruce B a conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 13 000 GWh de la production de 2006 et environ 3 600 GWh de la production de 2007. Aux termes du contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A sera vendue au prix fixe de 57,37 \$ le MWh. Ce prix sera rajusté annuellement en fonction de l'inflation le 1^{er} avril, avant la récupération des coûts de combustible auprès de l'OEO. Selon les modalités de l'entente conclue entre Bruce A et l'OEO, entrée en vigueur le 31 octobre 2005, Bruce A touche un prix contractuel pour l'électricité produite. Ce prix sera rajusté annuellement en fonction de l'inflation le 1^{er} avril, ainsi que des variations des dépenses en immobilisations engagées dans le cadre du projet de remise à neuf et en service, mais il ne variera pas en fonction des fluctuations du prix de l'électricité sur le marché de l'Ontario. Le contrat prévoit que les ventes de la production des cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs de Bruce B fassent l'objet d'un prix plancher de 45 \$ le MWh, rajusté annuellement en fonction de l'inflation le 1^{er} avril. Les rentrées de fonds de Bruce B, conformément à ce mécanisme de prix plancher, sont remboursables si les prix augmentent ultérieurement pour se situer au-dessus de ce prix.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2006 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 d'environ un mois est prévu pour le troisième réacteur de Bruce A au premier trimestre de 2006. Un arrêt d'exploitation de deux mois pour entretien du quatrième réacteur de Bruce A devrait débiter au deuxième trimestre de 2006. En 2006, un seul arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B est prévu, soit pour le huitième réacteur. Il devrait débiter au troisième trimestre de 2006 et durer environ deux mois.

En 2005, les distributions au comptant versées aux associés, exclusion faite d'une distribution spéciale, ont été de 400 millions de dollars, et la part revenant à TCPL s'établit à 126 millions de dollars. Aucune distribution n'avait été versée aux associés en 2004. Les associés 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.

Le coût du programme d'investissement de Bruce A pour le projet de remise à neuf et en service devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars. La quote-part de TCPL, soit environ 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen d'apports de capitaux jusqu'en 2011. Un barème de partage avec l'OEO des dépenses en immobilisations en fonction des risques et des économies a été établi à l'égard des dépenses inférieures ou supérieures aux prévisions du scénario de référence de 4,25 milliards de dollars. Les travaux en vue de la remise à neuf des premier et deuxième réacteurs ont commencé et le

premier réacteur devrait être remis en service en 2009, sous réserve de l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. La remise en service des premier et deuxième réacteurs, d'une capacité cumulée de quelque 1 500 MW, fera grimper la production totale des installations de Bruce à plus de 6 200 MW. Au 31 décembre 2005, Bruce A avait capitalisé un montant de 324 millions de dollars pour le projet de remise à neuf et en service.

Établissements de l'Ouest

Aperçu des résultats consolidés des établissements de l'Ouest⁽¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2005	2004	2003
Produits			
Électricité	715	606	688
Divers ⁽²⁾	158	120	112
	873	726	800
Coût des marchandises vendues			
Électricité	(476)	(377)	(442)
Divers ⁽³⁾	(104)	(64)	(71)
	(580)	(441)	(513)
Autres coûts et charges	(149)	(125)	(98)
Amortissement	(21)	(22)	(29)
Bénéfice d'exploitation et autres	123	138	160

⁽¹⁾ La centrale de ManChief est incluse jusqu'au 30 avril 2004.

⁽²⁾ Comprend Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel.

⁽³⁾ Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Volumes des ventes des établissements de l'Ouest⁽¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en GWh)

	2005	2004	2003
Offre			
Électricité produite	2 245	2 105	2 010
Électricité achetée			
CAE de Sundance A et B	6 974	6 842	6 959
Autres achats	2 687	2 748	3 327
	11 906	11 695	12 296
Électricité vendue à contrat et au comptant			
Électricité vendue à contrat	10 374	10 705	11 039
Électricité vendue au comptant	1 532	990	1 257
	11 906	11 695	12 296

⁽¹⁾ La centrale de ManChief est incluse jusqu'au 30 avril 2004.

Au 31 décembre 2005, les établissements de l'Ouest exercent un contrôle direct sur des sources d'approvisionnement d'environ 2 100 MW d'électricité en Alberta, par le truchement de trois CAE à long terme et de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel. Le portefeuille des sources d'approvisionnement en électricité des établissements de l'Ouest comprend maintenant quelque 1 700 MW de production au charbon, à faibles coûts 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. Les trois

CAE à long terme comprennent l'acquisition, en décembre 2005, des droits et obligations résiduels aux termes de la CAE de 756 MW de Sheerness, qui s'ajoute aux CAE de Sundance A et de Sundance B, acquises respectivement en 2001 et en 2002. La CAE de Sheerness a été acquise de l'Alberta Balancing Pool, au prix de 585 millions de dollars. Sa durée restante est d'une quinzaine d'années. Les CAE donnent à TCPL le droit à la capacité de production des centrales au charbon visées et échoient entre 2017 et 2020.

Les activités des établissements de l'Ouest sont axées sur la maximisation de la valeur des sources d'approvisionnement qu'ils regroupent et sur une composition équilibrée du portefeuille d'actifs au moyen d'un amalgame de contrats de vente d'électricité de courte et de longue durées. Elles sont aussi axées sur la croissance de ce même portefeuille par la voie d'acquisitions et d'une optimisation de la valeur ainsi que de la production des éléments d'actif en place. Le succès des établissements de l'Ouest découle directement de ses deux fonctions intégrées qui sont la commercialisation et l'exploitation des centrales.

La fonction de commercialisation achète et revend, depuis Calgary, en Alberta, de l'électricité aux termes des CAE conclues, commercialise les volumes d'électricité produite par les installations de cogénération qui ne font pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de revendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser la valeur de ces installations. Cette fonction joue un rôle essentiel pour optimiser le rendement du portefeuille des sources d'approvisionnement de l'entreprise d'électricité et pour gérer les risques liés aux volumes non visés par des contrats. Le but visé pour la production de Sheerness est le même que celui pour la production de Sundance, soit la vente d'une partie importante de l'électricité au moyen de contrats à long terme, dans la mesure permise en fonction des conditions qui prévalent sur le marché. La plus grande partie de la production attendue des centrales de cogénération est aussi vendue aux termes de contrats à long terme. Une partie de l'électricité provenant des CAE et des actifs de cogénération n'est délibérément pas vendue par la voie de contrats à long terme pour aider l'entreprise d'électricité à gérer la production de l'ensemble de ses centrales. Cette méthode de gestion permet de réduire au minimum les coûts si l'entreprise d'électricité était obligée d'acheter de l'énergie sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels. En 2005, environ 13 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant à l'égard des volumes non visés par des contrats, au 31 décembre 2005, les établissements de l'Ouest avaient conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 9 800 GWh de la production de 2006 et quelque 6 000 GWh de la production de 2007.

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. La plus grande 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 naturel. Le rendement thermique sur le marché albertain en 2005 n'avait jamais été aussi bas au début de l'année, mais il avait substantiellement augmenté à la fin de cette même année. Ce rendement est établi en divisant le prix moyen de l'électricité par MWh par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (GJ) pour une période donnée. Dans la mesure où l'électricité n'est pas vendue par la voie de contrats à long terme et où le combustible d'alimentation des centrales n'a pas été acheté, plus le rendement thermique sur le marché est élevé, plus rentable est la centrale alimentée au gaz naturel. La moyenne du rendement thermique sur le marché était d'environ 8,3 GJ/MWh en 2005 alors qu'elle se situait autour de 8,8 GJ/MWh en 2004. En 2005, la capacité disponible moyenne affichée par l'ensemble des centrales, exclusion faite de celle de 80 MW de Bear Creek, près de Grande Prairie, s'est située autour de 93 %.

En raison de difficultés techniques avec sa turbine à gaz au début de 2005, la centrale de Bear Creek a été obligée de cesser toute production le 31 mai 2005. La situation a fait l'objet d'études techniques tout au long de 2005 afin de trouver une solution à long terme et on prévoit une remise en service d'ici le milieu de 2006.

Le bénéfice d'exploitation et autres en 2005 s'est chiffré à 123 millions de dollars, soit 15 millions de dollars de moins que les 138 millions de dollars inscrits en 2004. Ce recul est principalement attribuable à la baisse des marges réalisées en 2005 en raison de la faiblesse du rendement thermique sur le marché pour les volumes d'électricité produite non visés par des contrats, de la régression des honoraires reçus en 2004 de S.E.C. Électricité et du moindre apport de la centrale de Bear Creek. Les produits et le coût des marchandises vendues ont augmenté en 2005 comparativement à ceux de 2004, surtout à cause de la vigueur des prix réalisés. Les autres coûts et charges, qui comprennent le combustible consommé à des fins de production, se sont accrus du fait de la hausse des coûts d'exploitation et du combustible utilisé à la centrale de MacKay River, calculés sur un exercice complet, ainsi que des prix plus élevés du gaz naturel. Les volumes produits en 2005 ont été plus élevés que ceux de 2004, principalement en raison de l'exploitation de la centrale de MacKay River sur un exercice complet, une situation partiellement neutralisée par la panne non prévue à Bear Creek. La possibilité d'obtenir des honoraires de gestion et d'exploitation des centrales de S.E.C. Électricité a été éliminée avec la vente de cette dernière à EPCOR en août 2005. En 2005, environ 13 % des volumes d'électricité vendus l'ont été sur le marché au comptant, contre 8 % en 2004.

Le bénéfice d'exploitation et autres, de 138 millions de dollars en 2004, était inférieur de 22 millions de dollars aux 160 millions de dollars enregistrés à ce chapitre en 2003. Le recul est principalement attribuable à un règlement positif de 31 millions de dollars avant les impôts conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements découlant de contrats de vente à terme d'électricité, ainsi qu'à la baisse du bénéfice de ManChief par suite de la vente de la centrale à S.E.C. Électricité en avril 2004. L'apport de la centrale de MacKay River, mise en service en 2004, les honoraires reçus relativement aux actifs acquis par S.E.C. Électricité en 2004, de même que l'incidence de marges nettes supérieures réalisées sur le portefeuille d'actifs au deuxième et au troisième trimestres de 2004, ont en partie contré ces baisses.

Établissements de l'Est

Aperçu des résultats consolidés des établissements de l'Est⁽¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2005	2004	2003
Produits			
Électricité	505	535	608
Divers ⁽²⁾	412	238	200
	917	773	808
Coût des marchandises vendues			
Électricité	(215)	(288)	(281)
Divers ⁽²⁾	(373)	(211)	(185)
	(588)	(499)	(466)
Autres coûts et charges	(167)	(146)	(186)
Amortissement	(25)	(20)	(29)
Bénéfice d'exploitation et autres	137	108	127

⁽¹⁾ La centrale de Curtis Palmer est incluse jusqu'au 30 avril 2004.

⁽²⁾ Comprend le gaz naturel.

Volumes des ventes des établissements de l'Est⁽¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en GWh)

	2005	2004	2003
Offre			
Électricité produite	2 879	1 467	1 871
Électricité achetée	2 627	4 731	5 035
	5 506	6 198	6 906
Électricité vendue à contrat et au comptant			
Électricité vendue à contrat	4 919	6 055	6 678
Électricité vendue au comptant	587	143	228
	5 506	6 198	6 906

⁽¹⁾ La centrale de Curtis Palmer est incluse jusqu'au 30 avril 2004.

Les établissements de l'Est concentrent leurs activités sur les marchés du Nord-Est des États-Unis et de l'Est du Canada et ne comprennent pas Bruce Power. En Nouvelle-Angleterre, où ils menaient déjà avec doigté des activités de commercialisation, ils ont acquis en 2005 un important groupe d'actifs de production d'énergie hydroélectrique d'USGen, d'une capacité de production de 567 MW. Dans l'Est du Canada, les travaux de construction se sont poursuivis à la centrale de 550 MW alimentée au gaz naturel à Bécancour, au Québec, tandis que les installations de cogénération de 90 MW de Grandview sont entrées en service le 1^{er} janvier 2005. Vers la fin de 2005, la touche finale a été apportée aux plans d'aménagement de six

projets de parcs d'éoliennes et deux de ces projets devraient être mis en chantier au début de 2006, pour une capacité de production de 210 MW sur le total de 739,5 MW prévus pour l'ensemble des projets de Cartier énergie, au Québec. En tenant compte des installations en construction ou en cours d'aménagement, les établissements de l'Est détiennent une capacité de production d'électricité supérieure à 2 200 MW.

Le succès des établissements de l'Est sur les marchés déréglementés de l'énergie de la Nouvelle-Angleterre découle directement des activités de commercialisation spécialisées et axées sur les besoins régionaux qui sont assurées par TCPL Power Marketing Limited (TCPM), filiale en propriété exclusive située à Westborough, au Massachusetts. TCPM a bien affirmé sa position de chef de file en matière de commercialisation et de vente d'énergie. Ses activités sont axées 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. Elles englobent la gestion d'un portefeuille de sources d'approvisionnement en électricité regroupant sa propre production et des achats de gros. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant, les établissements de l'Est avaient conclu, au 31 décembre 2005, des contrats à terme de vente à prix fixe pour quelque 5 000 GWh d'électricité en 2006 et pour environ 3 500 GWh en 2007. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients. TCPM est un fournisseur en mesure de répondre aux besoins des différents marchés de l'électricité et qui propose des produits et services variés afin d'aider ses clients à gérer leur offre ainsi que les prix volatils des marchés déréglementés.

Les actifs de production d'électricité en exploitation des établissements de l'Est sont TC Hydro, Ocean State Power (OSP) et Grandview.

Les éléments d'actif de TC Hydro, acquise le 1^{er} avril 2005, comprennent 13 centrales hydroélectriques qui regroupent 39 installations de production le long du bassin du fleuve Connecticut, dans les États du New Hampshire et du Vermont, ainsi que le long du bassin de la rivière Deerfield, dans les États du Massachusetts et du Vermont. Toutes ces installations ont été intégrées aux activités de TCPL en 2005. Les débits enregistrés en 2005 aux points de production d'hydroélectricité ont été supérieurs à la moyenne à long terme du fait que les précipitations ont été plus élevées dans les régions arrosées par les bassins précités.

La centrale d'OSP, située dans le Rhode Island et d'une capacité de 560 MW, est alimentée au gaz naturel. En 2005, cette centrale est parvenue à restructurer avec succès ses contrats d'approvisionnement en combustible à long terme avec ses fournisseurs de gaz naturel. La restructuration contractuelle à la centrale d'OSP a réduit d'environ trois ans la durée des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel (échéant maintenant en octobre 2008) et prévoit un rajustement des prix en fonction de ceux pratiqués sur le marché au comptant au point de livraison de Niagara, ce qui remplace le mécanisme antérieur d'établissement des prix par arbitrage qui avait donné lieu, pour OSP, à des prix du gaz naturel supérieurs à ceux du marché. Les nouveaux contrats, visant quelque 100 000 GJ par jour, exigent d'OSP qu'elle prenne livraison du gaz naturel sans égard aux besoins en combustible de la centrale. OSP a connu un arrêt imprévu qui a immobilisé la centrale pendant la plus grande partie du premier semestre de 2005 en raison de la panne d'une turbine à vapeur. La turbine a été remise en service au milieu de 2005; toutefois, étant donné la nature de la panne, la deuxième turbine à vapeur de la centrale d'OSP a été mise hors service et réparée, puis remise en service en janvier 2006. Une demande d'indemnisation a été présentée à l'assureur relativement à cet incident, y compris une demande d'indemnisation pour interruption de la production. Cette demande est actuellement à l'étude.

D'une capacité de 90 MW, la centrale de cogénération de Grandview est alimentée au gaz naturel et est située sur la propriété de la raffinerie d'Irving à Saint-John, au Nouveau-Brunswick. Les installations de Grandview sont entrées en exploitation en janvier 2005. Conformément à un contrat d'achat ferme de 20 ans, Irving procure le combustible à la centrale et achète 100 % de la chaleur et de l'électricité produites.

La présence des établissements de l'Est se manifeste de plus en plus dans l'Est du Canada, notamment en raison de l'aménagement et de la construction, en 2006, de la centrale de 550 MW alimentée au gaz naturel à Bécancour et des deux premiers parcs d'éoliennes sur les six qui sont envisagés dans le cadre du projet de Cartier énergie. Le premier de ces parcs devrait entrer en service vers la fin de 2006. La centrale de Bécancour devrait elle aussi entrer en exploitation vers la fin de 2006. Ces deux projets se trouvent au Québec.

Le bénéfice d'exploitation et autres en 2005 a atteint 137 millions de dollars, soit 29 millions de dollars de plus que les 108 millions de dollars constatés en 2004. Ce gain s'explique surtout par une hausse du bénéfice découlant de l'acquisition des actifs de TC Hydro et par le bénéfice tiré de la centrale de cogénération de Grandview. Ces augmentations ont été en partie annulées par le paiement, au titre d'une restructuration contractuelle de 16 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts), effectué par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel au premier trimestre de 2005, une réduction de 16 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) du bénéfice par suite de la vente

de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004 et l'absence du bénéfice d'exploitation découlant principalement de l'échéance de certains contrats de vente à long terme en 2004.

Les produits tirés de la production d'électricité des établissements de l'Est ont reculé en 2005, surtout en raison de la baisse des volumes de vente à long terme après l'échéance de certains contrats à la fin de 2004. Cette baisse a été partiellement neutralisée par la hausse des prix réalisés en 2005. Les autres produits et le coût des marchandises vendues connexes ont augmenté d'un exercice à l'autre en raison des achats et de la revente de gaz naturel effectués aux termes des nouveaux contrats d'approvisionnement à OSP. Le coût des marchandises vendues pour l'électricité a été inférieur en 2005 compte tenu de l'incidence qu'a eue la baisse des volumes achetés, partiellement contrée par l'accroissement des prix de l'électricité achetée. Les volumes d'électricité achetés ont accusé une baisse en 2005 avec le recul des volumes des ventes contractuelles et la progression de la production d'électricité découlant de l'achat des actifs de TC Hydro. Les volumes produits par les actifs de TC Hydro ont fait baisser la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses engagements de vente contractuels. Les autres coûts et charges en 2005 ont été supérieurs à la suite de l'acquisition des actifs de TC Hydro.

Le bénéfice d'exploitation et autres était de 108 millions de dollars en 2004, soit 19 millions de dollars de moins que le montant de 127 millions de dollars inscrit en 2003. Ce recul était principalement attribuable au bénéfice réduit découlant de la vente des installations hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable des coûts supérieurs du combustible sous forme de gaz naturel pour OSP et au fléchissement du dollar américain en 2004. Ces réductions avaient cependant été en partie annulées par l'incidence positive de 16 millions de dollars découlant de l'opération de restructuration des contrats d'achat d'électricité en 2004 entre OSP et Boston Edison Company (Boston Edison), dont le résultat a été constaté par TCPL à partir de la date d'entrée en vigueur de l'opération, soit le 1^{er} avril 2004.

Participation dans S.E.C. Électricité

Le 31 août 2005, TCPL a conclu la vente de la totalité de sa participation dans S.E.C. Électricité à EPCOR pour un produit net de 523 millions de dollars, réalisant un gain de 193 millions de dollars après les impôts. Ce désinvestissement portait sur quelque 14,5 millions de parts de société en commandite représentant environ 30,6 % des parts en circulation, sur la possession de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité, ainsi que sur les accords de gestion et d'exploitation régissant les activités courantes liées aux actifs de production de S.E.C. Électricité. La participation de TCPL dans S.E.C. Électricité a été à l'origine d'un bénéfice d'exploitation et autres de 29 millions de dollars en 2005, comparativement à 29 millions de dollars en 2004 et à 35 millions de dollars en 2003.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales⁽¹⁾

	2005	2004	2003
Bruce Power ⁽²⁾	80 %	82 %	83 %
Établissements de l'Ouest ⁽³⁾	85 %	95 %	93 %
Établissements de l'Est ⁽³⁾⁽⁴⁾	83 %	95 %	94 %
Participation dans S.E.C. Électricité ⁽³⁾⁽⁵⁾	94 %	97 %	96 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	87 %	96 %	94 %
Toutes les centrales	84 %	90 %	90 %

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Le troisième réacteur est inclus à partir du 1^{er} mars 2004, tandis que le quatrième l'est à partir du 1^{er} novembre 2003.

⁽³⁾ Les résultats des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité au 30 avril 2004.

⁽⁴⁾ Les résultats de TC Hydro sont inclus dans les établissements de l'Est au 1^{er} avril 2005.

⁽⁵⁾ Les résultats de S.E.C. Électricité sont inclus jusqu'au 31 août 2005.

Exception faite de Bruce Power, la capacité disponible moyenne pondérée des centrales a été de 87 % en 2005, comparativement à 96 % en 2004. Pour les établissements de l'Ouest, cette capacité en 2005 a subi le contrecoup d'un arrêt imprévu à la centrale de Bear Creek et d'un autre, celui-là prévu, à MacKay River. En 2005, les établissements de l'Est ont connu deux arrêts d'exploitation importants à OSP. La remise en service, dans le premier cas, a eu lieu au milieu de 2005 et, dans le second cas, elle a eu lieu en janvier 2006.

ÉLECTRICITÉ – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

TCPL a pris l'engagement d'assurer la croissance de l'entreprise nord-américaine d'électricité au moyen d'acquisitions et de l'aménagement de nouvelles installations dans des marchés qu'elle connaît et où elle détient un avantage concurrentiel, principalement l'Ouest canadien, l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis. En Amérique du Nord, le secteur de l'électricité est en expansion et sera à l'origine de nombre d'occasions nouvelles liées à des projets de production et des infrastructures. Au-delà des nouvelles possibilités de croissance, TCPL poursuivra l'acquisition d'autres éléments d'actif, notamment à la suite de restructurations dans le secteur ou de sociétés ou encore de faillites d'entreprises. Le portefeuille diversifié de l'entreprise d'électricité au chapitre des sources d'approvisionnement continuera d'inclure des installations à faibles coûts d'exploitation et grande rentabilité servant à répondre aux besoins à l'égard de la charge de base ou encore de solides contrats à long terme.

L'entrée en exploitation commerciale du projet de Cartier énergie, pour ce qui est du premier des six parcs d'éoliennes envisagés, est prévue en 2006. L'entrée en service des cinq autres parcs devrait normalement s'échelonner sur une période allant de 2007 à 2012. La centrale de cogénération alimentée au gaz naturel à Bécancour devrait quant à elle entrer en service vers la fin de 2006. À Bruce Power, les travaux de remise en état des premier et deuxième réacteurs de Bruce A actuellement à l'arrêt se poursuivront en vue d'un retour graduel à la production à compter de 2009.

En février 2006, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a instruit l'OEO de faire avancer les négociations en vue d'arrêter les modalités de construction du Portlands Energy Centre (PEC) de 550 MW au centre-ville de Toronto. TCPL détient une participation de 50 % dans le PEC par le truchement d'un partenariat avec Ontario Power Generation.

ÉLECTRICITÉ – RISQUES D'ENTREPRISE

Capacité disponible des centrales

Le maintien de la capacité disponible des centrales est un des critères du succès soutenu de l'entreprise d'électricité et le risque qui en découle est atténué par l'engagement d'appliquer un modèle d'excellence opérationnelle qui assure le rendement fiable et à faibles coûts de chacune des centrales de la société. Cet engagement continuera de guider l'entreprise en 2006 et par la suite. Des arrêts d'exploitation pour entretien correctif ou la durée des arrêts de production pourraient toutefois entraîner la baisse des produits tirés des ventes, la réduction des marges ou l'accroissement des frais d'entretien, en plus de mener à des achats d'électricité aux prix du marché pour permettre à TCPL de respecter les obligations contractuelles de la société en matière d'approvisionnement.

Fluctuation des prix du marché

TCPL exerce ses activités sur les marchés déréglementés de l'électricité, qui sont hautement concurrentiels. L'instabilité des prix de l'électricité est attribuable à des facteurs de marché tels que le coût du combustible des centrales, les fluctuations de l'offre et de la demande, elles-mêmes fortement influencées par les conditions météorologiques, la consommation d'énergie et la capacité disponible des centrales. TCPL gère ces risques inhérents au marché de diverses façons :

- conclusion de contrats d'achat et de vente à long terme, tant pour l'électricité produite que pour le combustible utilisé;
- contrôle de la production;
- appariement des contrats des centrales ou de l'offre résultant des CAE à la demande des clients;
- prestation de services à contre honoraires plutôt qu'exposition directe aux risques liés aux produits de base;
- application du programme global de gestion des risques de la société en ce qui a trait aux risques de marché généraux et aux risques de contrepartie.

Les méthodes de gestion des risques de la société sont décrites plus en détail sous la rubrique Gestion des risques. Le lecteur est prié de se reporter au paragraphe « Volumes non visés par des contrats » plus loin.

Conditions météorologiques

Températures extrêmes et conditions météorologiques influent souvent sur la demande d'électricité et de gaz naturel et suscitent la volatilité des prix. Elles peuvent aussi influencer sur la capacité d'acheminer l'électricité aux marchés. En outre, les variations saisonnières de la température ont aussi des répercussions sur l'efficacité et la capacité de production des centrales alimentées au gaz naturel.

Hydrologie

L'entreprise d'électricité est soumise à des risques liés à l'hydrologie de par les installations de production hydroélectriques qu'elle possède dans le Nord-Est des États-Unis. Les changements climatiques, les conditions 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.

Volumes non visés par des contrats

La vente sur le marché libre de l'électricité non visée par des contrats est soumise à la volatilité des prix du marché, ce qui influe directement sur les résultats. TCPL produit des volumes d'électricité non visés par des contrats dans ses établissements de l'Est et dans ses établissements de l'Ouest. Qui plus est, avec l'acquisition de la CAE de Sheerness à la fin de 2005, les établissements de l'Ouest ont connu une grande augmentation de ces volumes, soumis à la volatilité des prix sur le marché de gros albertain. TCPL cherche généralement à garantir les ventes d'électricité au moyen de contrats à moyen ou à long terme, mais la société conserve un certain volume d'électricité qu'elle ne vend pas à court terme, pour se doter d'une souplesse accrue dans la gestion du portefeuille d'actifs qu'elle détient. Bruce B compte aussi d'importants volumes d'électricité non visés par des contrats, qu'elle vend sur le marché de gros au comptant, mais la production de Bruce A sera intégralement vendue à l'OEO aux termes de contrats à prix fixe. L'électricité produite par les cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs de Bruce B est assujettie à un prix plancher de 45 \$ le MWh, ce prix étant rajusté annuellement en fonction de l'inflation le 1^{er} avril.

Exécution et dépenses en immobilisations

TCPL, y compris sa participation dans Bruce Power, est soumise aux risques d'exécution et des dépenses en immobilisations. Le programme de remise en état et en service des quatre réacteurs de Bruce A est lui aussi soumis aux risques d'exécution et des dépenses en immobilisations. Bruce A et l'OEO partagent les dépenses en immobilisations au-delà ou en-deçà de 4,25 milliards de dollars. Dans le cas des dépassements de coûts, ceux-ci sont partagés moitié-moitié jusqu'à concurrence de dépassements d'un montant de 618 millions de dollars, puis dans une proportion de trois dollars pour un par la suite. De la même façon, si les coûts devaient être moindres que ceux prévus, le partage des économies réalisées est à parts égales jusqu'à concurrence d'économies de 240 millions de dollars, puis dans une proportion de trois dollars pour un pour la tranche de 150 millions de dollars qui suit.

Réglementation

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 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.

Change

Le résultat des installations de TCPL situées dans le Nord-Est des États-Unis est généré en dollars US. La performance du dollar canadien comparativement au dollar US peut influencer sur le résultat net de l'entreprise d'électricité, positivement ou négativement, même si cette situation est atténuée du fait de l'exposition compensatrice de certaines autres entreprises de TCPL et des opérations de couverture de la société.

ÉLECTRICITÉ – DIVERS

Excellence opérationnelle

La vente par TCPL de S.E.C. Électricité à EPCOR lui a permis de se concentrer sur des éléments d'actif plus imposants, qu'elle détient directement dans ce secteur. L'intégration de TC Hydro en 2005 a été fructueuse et cette entreprise a continué d'afficher un haut rendement d'exploitation. TCPL confirme son engagement à l'endroit d'une stratégie d'excellence opérationnelle visant à fournir un rendement fiable à faibles coûts.

ÉLECTRICITÉ – PERSPECTIVES

Le résultat net de Bruce Power devrait normalement être plus élevé en 2006 compte tenu de l'accroissement des volumes de production attribuable à un moins grand nombre d'arrêts prévus et du rehaussement de la participation de TCPL dans Bruce A. Le résultat de Bruce B est assujetti aux variations découlant des prix réalisés et le résultat de Bruce A comme celui de Bruce B sont soumis aux écarts enregistrés à l'égard de la capacité disponible de la centrale et des charges d'exploitation. Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2006, aux fins de planification, 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.

L'apport des établissements de l'Ouest devrait être plus élevé en 2006, surtout à cause de l'acquisition de la CAE de Sheerness en décembre 2005. Au 31 décembre 2005, une partie importante de la production acquise de Sheerness n'était pas visée par des contrats. Le but visé pour la commercialisation de la production de Sheerness est le même que celui pour la production de Sundance, soit la vente d'une partie importante de l'électricité par la voie de contrats à long terme, dans la mesure permise en fonction des conditions qui prévalent sur le marché. La remise en marche de la centrale de Bear Creek est hautement prioritaire en 2006 et la direction s'attend à un retour en exploitation vers le milieu de 2006.

L'apport des établissements de l'Est devrait légèrement augmenter en 2006 par rapport à celui de 2005 puisque les éléments d'actif de TC Hydro auront été exploités sur un exercice complet et compte tenu aussi de l'entrée en exploitation commerciale de la centrale de Bécancour et du premier parc d'éoliennes de Cartier énergie vers la fin de 2006.

La baisse du résultat découlant de la vente de S.E.C. Électricité en août 2005 neutralisera partiellement ces augmentations.

La capacité disponible des centrales, la fluctuation des prix de l'électricité ou du gaz naturel et éventuellement du rendement thermique sur le marché, les modifications aux règlements, les conditions climatiques, les ventes de volumes non visés par des contrats, les oscillations des monnaies et la stabilité générale du secteur de l'électricité sont autant de facteurs qui peuvent influencer sur les résultats de l'entreprise d'électricité. Le lecteur est prié de se reporter à la rubrique « Électricité – risques d'entreprise » pour un complément d'information sur ces facteurs.

SIÈGE SOCIAL

APERÇU DES RÉSULTATS DU SIÈGE SOCIAL			
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>			
	2005	2004	2003
Charges financières indirectes et participations sans contrôle	131	81	89
Intérêts créditeurs et autres produits	(29)	(34)	(21)
Impôts sur les bénéfiques	(65)	(43)	(27)
Charges nettes, après les impôts	37	4	41

Les résultats du siège social reflètent le montant net des charges non attribuées aux secteurs d'activité, soit :

- **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 pipelines détenus en propriété exclusive. 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 du change influent directement sur ces coûts.
- **Intérêts créditeurs et autres produits** La société touche surtout des intérêts créditeurs sur les soldes de caisse investis. Les gains et les pertes de change liés au fonds de roulement du siège social sont compris dans les intérêts créditeurs et autres produits.
- **Impôts sur les bénéfiques** Les impôts sur les bénéfiques comprennent les impôts sur les bénéfiques sur les charges nettes du secteur siège social ainsi que les remboursements et les rajustements à ce titre.

En 2005, les charges nettes, après les impôts, du siège social se sont élevées à 37 millions de dollars, comparativement à 4 millions de dollars en 2004 et à 41 millions de dollars en 2003.

L'accroissement de 33 millions de dollars des charges nettes de 2004 à 2005 provient principalement de la hausse des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et du papier commercial en 2005, ainsi que de l'annulation, en 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement. Les remboursements d'impôts sur les bénéfiques et les rajustements fiscaux positifs constatés en 2005 sont comparables à ceux inscrits en 2004.

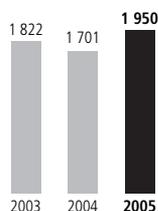
La baisse de 37 millions de dollars des charges nettes de 2003 à 2004 provenait surtout des incidences favorables d'éléments liés aux impôts sur les bénéfiques, y compris des remboursements et la constatation d'économies d'impôts au titre de reports prospectifs de pertes supplémentaires utilisés, l'annulation en 2004 de provisions pour la restructuration établies préalablement et l'incidence favorable d'éléments liés au change.

En 2006, les charges nettes du siège social devraient être plus élevées qu'en 2005, surtout en raison des remboursements d'impôts sur les bénéfiques et des rajustements positifs de ces impôts en 2005, qu'on ne s'attend pas pour l'instant à voir se reproduire en 2006. En outre, les résultats du siège social, en 2006, pourraient subir le contrecoup des niveaux de la dette, des taux d'intérêt, des mouvements de change, de même que des remboursements et des rajustements d'impôts sur les bénéfiques. La valeur du dollar canadien en regard du dollar américain pourrait influencer positivement ou négativement sur les résultats du secteur Siège social, bien que TCPL atténue cette incidence en réduisant en partie le risque pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture compensatrices.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Fonds provenant de l'exploitation

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



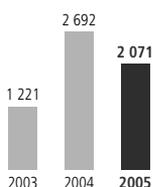
Les fonds provenant de l'exploitation se sont situés autour de 2,0 milliards de dollars en 2005, alors qu'ils étaient d'environ 1,7 milliard de dollars et 1,8 milliard de dollars respectivement en 2004 et en 2003. L'entreprise de transport de gaz a généré la majorité des fonds provenant de l'exploitation pour chacun des trois derniers exercices. Les fonds provenant de l'exploitation de l'entreprise d'électricité ont augmenté en 2005 comparativement à ceux des deux exercices précédents, ce qui témoigne de la croissance rapide de ce secteur au cours des dernières années. Le recul en 2004 par rapport à 2003 était principalement dû à un montant d'impôts sur le bénéfice exigibles plus élevé en 2004 qu'en 2003.

Au 31 décembre 2005, 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

Exception faite des acquisitions, les dépenses en immobilisations ont totalisé 754 millions de dollars en 2005, comparativement à 530 millions de dollars en 2004 et à 395 millions de dollars en 2003. Les dépenses en immobilisations des trois derniers exercices ont été affectées principalement à la construction de nouvelles centrales au Canada ainsi qu'à l'entretien des installations et au maintien de la capacité de l'entreprise de transport de gaz de TCPL.

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



En 2005, TCPL a fait l'acquisition des droits et obligations résiduels de la CAE de Sheerness au prix de 585 millions de dollars, a engagé des fonds d'un montant net de 100 millions de dollars dans Bruce A dans le cadre de la réorganisation de Bruce Power, a acquis les éléments d'actif de TC Hydro au prix de 503 millions de dollars US et a ajouté 3,5 % à sa participation dans Iroquois Gas Transmission System L.P. en contrepartie d'un montant de 14 millions de dollars US. En 2005, TCPL a 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 des impôts exigibles, ainsi que des parts de PipeLines LP pour un produit de 102 millions de dollars, déduction faite des impôts exigibles.

En 2004, TCPL avait acquis GTN au prix de 1,2 milliard de dollars US, exclusion faite de la dette prise en charge d'environ 0,5 milliard de dollars US, en plus de vendre à S.E.C. Électricité les centrales de ManChief et de Curtis Palmer en contrepartie de 402,6 millions de dollars US, compte non tenu des rajustements de clôture.

En 2003, TCPL s'était portée acquéreur d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, au prix de 409 millions de dollars, de même que du reste des participations dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement, en contrepartie de 105 millions de dollars, exclusion faite de la dette de 154 millions de dollars prise en charge. La société avait également haussé sa participation dans Portland, pour la faire passer de 33,3 % à 61,7 %, en contrepartie de 51 millions de dollars US, à l'exclusion de la dette de 78 millions de dollars US prise en charge.

Activités de financement

En 2005, TCPL a affecté 1 113 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. En juin 2005, Gas Transmission Northwest Corporation (GTNC) a remboursé toutes ses débentures non garanties de premier rang au taux de 7,80 %, d'un montant de 150 millions de dollars US (débentures) en circulation. Par conséquent, à la demande de GTNC, les débentures ont été retirées de la cote de la Bourse de New York et GTNC ne possède plus de titres enregistrés en vertu des lois américaines sur les valeurs mobilières. En juin 2005, GTNC a 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 2005, TCPL a également émis pour 300 millions de dollars de billets à moyen terme au taux d'intérêt de 5,10 % et échéant en 2017 conformément au prospectus préalable canadien de la société. La société a augmenté le montant de ses billets à payer de 416 millions de dollars en 2005.

En 2004, TCPL avait affecté 1 005 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. La société avait émis pour 200 millions de dollars de billets à moyen terme comportant un taux d'intérêt de 4,10 % et échéant en 2009, pour 350 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis comportant un taux d'intérêt de 5,60 % et échéant en 2034 et pour 300 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis comportant un taux d'intérêt de 4,875 % et échéant en 2015. La valeur des billets à payer de la société s'était accrue de 179 millions de dollars en 2004.

En 2003, TCPL avait remboursé une tranche de 753 millions de dollars de sa dette à long terme, réduit de 62 millions de dollars la somme des billets à payer et remboursé toutes les débetures subordonnées de rang inférieur émises au taux de 8,75 %, d'un montant de 160 millions de dollars US en circulation. La société avait émis des billets à moyen terme à échéance de dix ans comportant un taux d'intérêt de 5,65 %, d'une valeur de 450 millions de dollars et des billets de premier rang non garantis à échéance de dix ans comportant un taux d'intérêt de 4,00 %, d'une valeur de 350 millions de dollars US.

En 2005, des dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de 608 millions de dollars ont été versés, comparativement à 574 millions de dollars en 2004 et à 532 millions de dollars en 2003.

En janvier 2006, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2006, un dividende d'un montant égal au dividende trimestriel global devant être payé le 28 avril 2006 par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2006.

Certaines dispositions dont sont assorties les actions privilégiées, les titres privilégiés 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 2005, aux termes des dispositions les plus restrictives, la société disposait d'un montant d'environ 1,6 milliard de dollars pour le paiement de dividendes sur ses actions ordinaires.

En 2005, les activités de financement ont inclus une baisse nette de 42 millions de dollars de la quote-part de TCPL de la dette sans recours des coentreprises, comparativement à une augmentation nette de 105 millions de dollars en 2004 et à une réduction nette de 12 millions de dollars en 2003.

Activités de crédit

Au 31 décembre 2005, TCPL avait déposé des prospectus préalables qui lui permettent d'émettre au Canada des billets à moyen terme totalisant 1,2 milliard de dollars et aux États-Unis des titres de créance totalisant 1 milliard de dollars US. En janvier 2006, des billets à moyen terme d'une valeur de 300 millions de dollars échéant en 2011 et comportant un taux d'intérêt de 4,3 % ont été émis conformément au prospectus préalable canadien.

Au 31 décembre 2005, la société dispose de facilités de crédit totales de 2,0 milliards de dollars à l'appui de son programme de papier commercial et à d'autres fins générales. De ce total, un montant de 1,5 milliard de dollars représentait une facilité de crédit consortiale consentie de cinq ans. La facilité est renouvelable chaque année et l'échéance est reportable. En décembre 2005, la date d'échéance de cette facilité a été reportée jusqu'en décembre 2010. Le reste des montants représente des facilités remboursables sur demande ou dont l'échéance ne peut être reportée.

Au 31 décembre 2005, TCPL a affecté environ 271 millions de dollars du total de ses lignes de crédit à des lettres de crédit et à l'appui d'ententes commerciales. À leur utilisation, les lignes de crédit prévoient l'imposition d'un taux d'intérêt égal aux taux préférentiels proposés par les banques à charte canadiennes et les établissements bancaires américains ou de taux établis en fonction d'autres ententes financières négociées.

Les cotes de crédit actuelles sur les titres de créance de premier rang non garantis de TCPL accordées par Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's et Standard & Poor's sont respectivement A, A2 et A-. DBRS et Moody's continuent de considérer les perspectives d'avenir comme étant stables et Standard & Poor's, comme étant négatives.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Obligations et engagements

Le total de la dette à long terme au 31 décembre 2005 est de quelque 10,0 milliards de dollars, contre environ 10,5 milliards de dollars au 31 décembre 2004. La quote-part de TCPL du total des titres de créance des coentreprises au 31 décembre 2005 est de 978 millions de dollars, alors qu'elle se situait à 893 millions de dollars au 31 décembre 2004. Le total des billets à payer au 31 décembre 2005, y compris la quote-part de TCPL des billets à payer des coentreprises, atteint 962 millions de dollars, comparativement à 546 millions de dollars au 31 décembre 2004. 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 éléments d'actif de la coentreprise et ne s'applique pas aux droits et aux éléments d'actif de TCPL, sauf dans la mesure de sa participation. TCPL a fourni certaines garanties proportionnelles relativement aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power.

Depuis le 1^{er} janvier 2005, conformément aux nouvelles normes comptables canadiennes, la composante capitaux propres des titres privilégiés est classée comme dette à long terme.

Au 31 décembre 2005, les remboursements prévus de capital et 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 s'établissent comme suit :

REMBOURSEMENTS DE CAPITAL						
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011+
Dettes à long terme	393	604	547	742	416	7 331
Dettes à long terme des coentreprises	41	28	29	89	286	505
Total des remboursements de capital	434	632	576	831	702	7 836

PAIEMENTS D'INTÉRÊT						
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011+
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme	806	784	734	682	637	7 320
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme des coentreprises	70	68	67	64	52	356
Total des paiements d'intérêt	876	852	801	746	689	7 676

Au 31 décembre 2005, 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 :

PAIEMENTS AU TITRE DES CONTRATS DE LOCATION-EXPLOITATION						
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011+
Versements de loyers minimums	46	52	54	54	53	646
Montants récupérés aux termes des sous-locations à bail	(12)	(12)	(12)	(11)	(11)	(13)
Versements nets	34	40	42	43	42	633

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2011. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement de cinq 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 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 chaque cinquième anniversaire à compter de 2015.

Au 31 décembre 2005, les obligations d'achat futures de la société s'établissent approximativement comme suit :

OBLIGATIONS D'ACHAT⁽¹⁾						
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011+
Transport de gaz						
Transport par des tiers ⁽²⁾	179	175	131	89	79	52
Divers	253	16	12	3	–	–
Électricité						
Achats de produits de base ⁽³⁾	1 163	1 039	881	522	525	4 802
Dépenses en immobilisations ⁽⁴⁾	534	390	145	70	–	–
Divers ⁽⁵⁾	52	56	32	21	29	92
Siège social						
Technologie de l'information et autres	16	14	14	14	7	14
Total des obligations d'achat	2 197	1 690	1 215	719	640	4 960

(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 2006. Au-delà de 2006, 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. Le transport par des tiers est généralement inclus dans les besoins en produits des pipelines réglementés.

(3) 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.

(4) Les montants sont des estimations qui fluctuent selon le moment de la construction et les améliorations apportées au projet.

(5) 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 2006, TCPL s'attend à capitaliser ses régimes de retraite et ses autres régimes d'avantages sociaux, respectivement dans une mesure d'environ 95 millions de dollars et de 7 millions de dollars. La capitalisation totale pour un montant supérieur prévue en 2006, comparativement aux 74 millions de dollars versés en 2005, est le fruit de nouvelles réductions des taux d'actualisation utilisés pour calculer le passif des régimes, partiellement neutralisées par un rendement des placements supérieur aux attentes à long terme en 2005. En 2006, la quote-part de TCPL des contributions à la capitalisation attendues des contreparties à l'égard de leurs propres régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux se situe respectivement à environ 27 millions de dollars et 2 millions de dollars.

Bruce Power

Pour ce qui est des dépenses en immobilisations de l'entreprise d'électricité, le tableau qui précède fait état de la part de TCPL des engagements dûment signés de Bruce A à l'égard de tiers, pour les cinq prochains exercices, portant sur la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs, sur la prolongation de la durée d'exploitation du troisième réacteur en remplaçant chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, puis sur le remplacement des chaudières à vapeur du quatrième réacteur, part qui s'établit comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

2006	322
2007	311
2008	142
2009	69
2010	–
	844

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. Le projet donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant 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. Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Ces coûts étaient initialement évalués à environ 90 millions de dollars, mais compte tenu des retards subis dans le cadre du projet, des audiences réglementaires d'une durée indéterminée et de la période prévue pour en arriver à la décision de construire le pipeline, la société prévoit actuellement que cette part atteindra environ 145 millions de dollars. Au 31 décembre 2005, TCPL a fourni 87 millions de dollars aux termes de ce prêt (60 millions de dollars en 2004), montant qui est compris dans les autres actifs. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet.

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, en plus d'ententes visant d'autres obligations d'achat, qui sont dans tous les cas conclues aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Garanties

TCPL n'est liée par aucune garantie relativement à la dette à long terme de tiers non apparentés au 31 décembre 2005.

La société, Cameco et BPC ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de vente d'électricité, aux permis d'exploitation au contrat de location et aux services contractuels. À l'heure actuelle, les garanties échoient en 2018 ou en 2019.

Dans le cadre de la restructuration de Bruce Power, y compris la création de Bruce A et l'engagement sur la remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A, la société et BPC ont garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A relativement à l'accord de remise à neuf conclu avec l'OEO et aux accords de partage des coûts et de sous-location conclus avec Bruce B. Les garanties échoient de 2019 à 2036.

Au 31 décembre 2005, la quote-part de TCPL du risque net découlant des garanties de Bruce Power est évaluée à environ 652 millions de dollars, sur un maximum calculé de 758 millions de dollars. La valeur comptable actuelle du passif lié à ces garanties est de néant et sa juste valeur est d'environ 17 millions de dollars.

TCPL a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du paiement, sous certaines conditions, du capital et de l'intérêt des titres de créance de 133 millions de dollars US de TransGas émis auprès du public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de l'accord, la société 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 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, ce qui fait qu'aucun risque n'a 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.

Dans le cadre de l'acquisition de GTN, une tranche de 241 millions de dollars US du prix d'achat a été déposée dans un compte de mise en main tierce. Au 31 décembre 2005, un montant de 54 millions de dollars US se trouve toujours dans le compte de mise en main tierce. Les fonds entiers représentent la valeur nominale totale de l'obligation éventuelle conformément à certaines garanties de GTN et ils serviront à régler l'obligation de GTN aux termes des garanties désignées.

Éventualités

En 2003, la Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la *Loi de 1992 sur les recours collectifs* de l'Ontario, une action contre la société et Enbridge Inc. pour des dommages de 500 millions de dollars qu'ils auraient subis du fait qu'ils se soient vu imposer, sur leurs terrains, une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres de la canalisation, conformément à l'article 112 de la *Loi sur l'ONÉ*. La société croit que la demande n'est pas fondée et elle se défendra vigoureusement. La société n'a constitué aucune provision liée à un passif éventuel. Tout passif, s'il en est, serait traité par le truchement du processus de réglementation.

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

INSTRUMENTS FINANCIERS ET AUTRES

La société émet des titres de créance à court et à long terme, investit dans des établissements à l'étranger et achète et vend des produits énergétiques de base, y compris en monnaies étrangères. Par conséquent, elle doit assumer des risques découlant des taux d'intérêt, des prix des produits énergétiques de base et des taux de change. La société a recours à des instruments dérivés pour gérer les risques résultant de ces activités.

Les instruments dérivés et autres instruments doivent être désignés comme tel et être efficaces pour être admissibles à la comptabilité de couverture. Les instruments dérivés sont comptabilisés à leur juste valeur à la date de chaque bilan. Pour les couvertures des flux de trésorerie et de la juste valeur, les gains ou les pertes attribuables aux instruments dérivés sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique des états financiers que les opérations couvertes correspondantes. Dans le cas des couvertures des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes, les gains ou les pertes de change sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts, de même que la dette libellée en monnaie étrangère désignée sont portés en réduction des pertes ou des gains de change découlant de la conversion des états financiers des établissements étrangers compris dans le compte Écart de conversion des capitaux propres. Si un instrument dérivé ne répond pas au critère de désignation ou au critère d'efficacité, les gains ou les pertes, matérialisés ou non, sont imputés aux résultats de chaque période sous la même rubrique des états financiers que l'opération sous-jacente donnant lieu à la couverture économique du risque. Toutes les primes que la société paie ou reçoit en rapport avec les instruments dérivés et constituant des éléments de couverture sont reportées et amorties par imputation aux résultats sur la durée des contrats de couverture.

Si un instrument dérivé antérieurement admissible à titre de couverture est réglé ou s'il cesse de répondre au critère de désignation ou d'efficacité, le gain ou la perte à cette date sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique des états financiers que les opérations couvertes correspondantes. Dans le cas où une opération prévue couverte ne se réalisera probablement pas, les gains ou les pertes reportés connexes sont imputés aux résultats de l'exercice courant.

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 aux réseaux de Foothills et de la Colombie-Britannique est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été estimée en fonction 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 en fonction de prix à terme estimatifs pour la période visée.

Investissement net dans des établissements étrangers

Aux 31 décembre 2005 et 2004, la société possédait des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes dont la monnaie fonctionnelle est le dollar US, ce qui l'exposait au risque lié aux variations des taux de change. La société a recours à des titres de créances et à des instruments dérivés libellés en dollars US pour couvrir le montant du risque de change, sur une base après les impôts. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer ce risque est présentée dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif)		2005		2004	
		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>	Traitement comptable				
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2006 et 2012)	Éléments de couverture	119	450 US	95	400 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2006)	Éléments de couverture	5	525 US	(1)	305 US
Options sur dollars US (échéant en 2006)	Éléments de couverture	–	60 US	1	100 US

Rapprochement de l'écart de conversion – (pertes) gains de change

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004
Solde aux 1 ^{er} janvier	(71)	(40)
Pertes à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère ⁽¹⁾	(21)	(39)
Gains sur les instruments dérivés	23	52
Impôts sur les bénéfices	(21)	(44)
Solde aux 31 décembre	(90)	(71)

⁽¹⁾ Le chiffre de 2005 comprend des gains de 80 millions de dollars (101 millions de dollars en 2004) liés aux titres de créance libellés en devises étant désignés en tant qu'élément de couverture.

Gains (pertes) de change

Les gains de change compris dans les autres charges (produits) de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'établissent à 19 millions de dollars (6 millions de dollars en 2004; néant en 2003).

Gestion du change et des taux d'intérêt

Le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et le réseau de la Colombie-Britannique sont exposés au risque de change et au risque de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US. La société gère certains de ces risques en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes matérialisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées d'avance. Les détails au sujet des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif)		2005		2004	
		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>	Traitement comptable				
Change					
Swaps de devises (échéant entre 2010 et 2013)	Éléments autres que de couverture	(86)	363/257 US	(69)	363/257 US
Taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA (échéant entre 2007 et 2008)	Éléments de couverture	4	100	7	145
(échéant entre 2006 et 2009)	Éléments autres que de couverture	7	374	9	374
		11		16	
En dollars US (échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	5	100 US	7	100 US

La société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt liés à ses autres entreprises en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Les détails au sujet des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif)		2005		2004	
		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>	Traitement comptable				
Change					
Options (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	1	195 US	2	255 US
Contrats de change à terme (échéant en 2006)	Éléments de couverture	2	29 US	–	–
(échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	1	208 US	1	129 US
Taux d'intérêt					
Options	Éléments autres que de couverture	–	–	–	50 US
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments de couverture	1	100	4	100
(échéant entre 2006 et 2011)	Éléments autres que de couverture	1	423	5	485
		<u>2</u>		<u>9</u>	
En dollars US					
(échéant en 2013)	Éléments de couverture	–	50 US	3	375 US
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	18	550 US	22	500 US
		<u>18</u>		<u>25</u>	

Certaines des coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant les taux d'intérêt pour gérer les risques liés aux taux d'intérêt. La quote-part revenant à la société de la juste valeur des instruments dérivés en vigueur au 31 décembre 2005 est de néant (1 million de dollars en 2004).

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. La juste valeur et les volumes de référence des contrats sur écarts ainsi que pour les swaps, des contrats à terme, des options et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après.

Électricité			
Actif (passif)			
		2005	2004
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011) (échéant entre 2006 et 2010)	Éléments de couverture	(130)	7
	Éléments autres que de couverture	13	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016) (échéant entre 2006 et 2008)	Éléments de couverture	17	(39)
	Éléments autres que de couverture	(11)	(2)
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	–	(1)

Volumes de référence		Électricité (en GWh)		Gaz (en Gpi³)	
<i>31 décembre 2005</i>	Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011) (échéant entre 2006 et 2010)	Éléments de couverture	2 566	7 780	–	–
	Éléments autres que de couverture	1 332	456	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016) (échéant entre 2006 et 2008)	Éléments de couverture	–	–	91	69
	Éléments autres que de couverture	–	–	15	18
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	–	35	–	–
<i>31 décembre 2004</i>					
Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	3 314	7 029	–	–
	Éléments autres que de couverture	438	–	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	–	–	80	84
	Éléments autres que de couverture	–	–	5	8
Contrats de rendement thermique	Éléments autres que de couverture	–	229	2	–

Certaines des coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant l'électricité pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. La quote-part revenant à la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité en vigueur au 31 décembre 2005 était de (38) millions de dollars (néant en 2004) et elle a trait aux contrats portant sur la période allant de 2006 à 2008. La quote-part revenant à la société des volumes des ventes de référence liée à ce risque au 31 décembre 2005 s'établit à 2 058 GWh (néant en 2004).

GESTION DES RISQUES

Aperçu

TCPL et ses filiales sont exposées à des risques de marché, des risques financiers et des risques de contrepartie dans le cours normal de leurs activités commerciales. La fonction de gestion des risques contribue à gérer ces diverses activités commerciales et les risques qui y sont liés. La direction de TCPL a pris le ferme engagement d'appuyer cette fonction. 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 principes directeurs ci-après qui sont appliqués à l'ensemble des activités et des risques guident la fonction de gestion des risques :

- *Surveillance du conseil* – Les stratégies, politiques et limites en matière de risque sont soumises à l'examen et à l'approbation du conseil d'administration de TCPL.
- *Examen indépendant* – Toutes les activités comportant des risques sont soumises à un examen indépendant du secteur d'activité visé.
- *Évaluation* – Des processus sont en place pour assurer que les risques sont adéquatement évalués aux niveaux des opérations et des contreparties.
- *Revue et rapports* – Les positions adoptées par la société sur le marché et les risques auxquels elle est exposée, ainsi que la solvabilité des contreparties, font l'objet de revues et de rapports présentés régulièrement à la haute direction.
- *Responsabilité* – Les secteurs d'activité visés sont responsables de tous les risques et de tous les résultats de leurs entreprises particulières.
- *Examen de vérification* – Les procédés en matière de risques sont soumis à un examen de vérification interne et le rapport de vérificateurs indépendants est présenté au comité de vérification du conseil d'administration de TCPL.

Les processus inhérents à la fonction de gestion des risques de TCPL sont conçus pour assurer que les risques sont adéquatement cernés, quantifiés, déclarés et gérés. Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et ils sont vérifiés par le personnel de vérification interne.

TCPL gère les risques de marché, les risques financiers, les risques de contrepartie et autres risques connexes conformément aux lignes de conduite de la société en matière de risques de marché, de risques de taux d'intérêt et de change et de risques de contrepartie. Les principaux risques de marché et risques financiers auxquels la société est exposée sont attribuables à la volatilité des prix et des positions en ce qui a trait aux produits de base ainsi qu'aux fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change. La haute direction revoit ces risques et elle en fait rapport régulièrement au comité de vérification du conseil d'administration de TCPL.

Gestion des risques de marché

Pour gérer les risques de marché auxquels elle est exposée en raison d'accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices et des instruments financiers dérivés. Les risques de marché sont quantifiés selon la méthode de la valeur à risque et sont examinés chaque semaine par la haute direction.

Gestion du risque financier

TCPL surveille les risques de marché financier liés aux investissements de la société dans des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère, aux portefeuilles de titres de créance à long terme visant des entreprises tant réglementées que non réglementées, ainsi qu'aux opérations libellées en monnaie étrangère. La société gère les risques de marché découlant de ces activités commerciales en établissant des positions compensatrices ou en ayant recours à des instruments financiers dérivés.

Gestion du risque de contrepartie

Le risque de contrepartie représente les pertes financières que la société subirait si la contrepartie ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et conditions des ententes intervenues avec la société. Le risque de contrepartie est atténué par l'exécution d'évaluations financières et autres visant à établir la solvabilité d'une contrepartie, à fixer des limites de risque et à surveiller les risques en regard de ces limites, ainsi qu'à obtenir des garanties financières lorsque les circonstances le justifient.

Les pratiques et positions adoptées par la société pour gérer le risque de contrepartie sont décrites à la note 16 afférente aux états financiers consolidés.

Risques et gestion du risque liés au protocole de Kyoto

TCPL s'occupe de transport de gaz naturel et de production d'électricité de manière à répondre aux besoins énergétiques croissants des entreprises et des consommateurs partout en Amérique du Nord. Tout en donnant de l'expansion aux activités de la société, TCPL se préoccupe sans cesse des problèmes éventuels qui pourraient handicaper la société lorsqu'il s'agit de fournir aux consommateurs de l'énergie de façon sûre, fiable et rentable afin d'être en mesure de prendre les mesures qui s'imposent et ainsi pouvoir gérer les problèmes en question. Les risques commerciaux associés aux émissions de gaz à effet de serre se trouvent au nombre de ces problèmes éventuels.

Au Canada, les centrales alimentées au moyen de combustibles fossiles, les pipelines et les installations de noir de carbone de TCPL devraient normalement être visés par les lois sur les grands émetteurs finaux. Même si les principales composantes de la réglementation envisagée en vue de la réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre par les grands émetteurs industriels sont connues, les éléments clés de la politique restent à définir avec précision, notamment en ce qui a trait aux options de conformité dont les entités pourraient se prévaloir afin de répondre aux obligations imposées. Pour le moment, tant que ces éléments essentiels et d'autres n'ont pas été définis, il est difficile d'établir les répercussions sur les actifs de la société au Canada.

En 2006, TCPL ne déviara pas de la stratégie adoptée sur la gestion des changements climatiques. Au nombre des activités prévues par cette stratégie, il faut noter :

- la conservation d'énergie au moyen d'améliorations apportées à l'efficacité de l'ensemble du réseau;
- des travaux de recherche et développement visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre;
- la mise en pratique de mécanismes commerciaux souples;
- la participation à des forums sur la politique organisés par le gouvernement;
- le concours aux programmes de formation et projets de sensibilisation du grand public sur les questions de changements climatiques et de qualité de l'air.

Par ailleurs, TCPL s'assure aussi de prendre en compte les possibilités et les risques commerciaux éventuels associés à l'importance toujours plus grande accordée à l'environnement lorsque vient le temps d'orienter ses décisions dans le contexte des entreprises de la société.

Contrôles et mécanismes de présentation de l'information et contrôles internes

Conformément aux règlements adoptés par la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis en vertu de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et de ceux adoptés par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, la direction de TCPL évalue l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et mécanismes de présentation de l'information de la société (contrôles de présentation de l'information). Cette évaluation se déroule sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction et du chef des finances.

À la fin de la période visée par le présent rapport, la direction de TCPL a évalué l'efficacité de ses contrôles de présentation de l'information. Compte tenu de cette évaluation, le président et chef de la direction et le chef des finances ont conclu que les contrôles de présentation de l'information de TCPL permettent d'assurer que l'information importante au sujet de TCPL est portée à la connaissance de la direction en temps opportun et est présentée dans le présent rapport.

Au cours de la période visée par le présent rapport, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière de TCPL.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, 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 des attestations sur la qualité de l'information présentée par TCPL dans les rapports de l'exercice 2005 déposés auprès de la SEC.

Dépenses de conformité

Le total estimatif des frais engagés par TCPL afin de répondre aux exigences de conformité imposées aux termes des articles 302, 404 et 906 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* pour la période du 1^{er} janvier 2002 au 31 décembre 2005 est de 9 millions de dollars, y compris des dépenses de tiers de 3 millions de dollars.

CONVENTION COMPTABLE D'IMPORTANCE CRITIQUE

La société comptabilise les incidences de la réglementation des prix conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) définis à la note 1 et à la note 12 afférentes aux états financiers consolidés. 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 on doit 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. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que, pour rendre compte adéquatement 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 au titre des PCGR, tel qu'il est expliqué en détail à la note 12 afférente aux états financiers consolidés.

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 selon les PCGR, cette méthode est également utilisée aux 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. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les PCGR exigeraient la constatation de passifs d'impôts futurs. Si la méthode du report d'impôts variables avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 619 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2005.

ESTIMATION COMPTABLE D'IMPORTANCE CRITIQUE

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. La dotation aux amortissements est une estimation comptable critique de TCPL. Les immobilisations corporelles de TCPL sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. La dotation aux amortissements s'établit à 1 017 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. La dotation aux amortissements influe sur les entreprises de transport de gaz et d'électricité de la société. Pour l'entreprise de transport de gaz, 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 le recouvrement par le truchement de la tarification devait être approuvé par les organismes de réglementation, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net de TCPL, mais aurait une incidence directe sur les fonds provenant de l'exploitation.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1^{er} janvier 2005, la société a adopté la modification apportée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) au chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » qui donne des directives sur le classement de certains instruments financiers comportant des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument comportant les obligations en question n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TCPL a classé la composante capitaux propres des titres privilégiés comme dette à long terme. Cette modification a été appliquée rétroactivement et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. La note 2 afférente aux états financiers consolidés renferme des renseignements complémentaires sur l'incidence de cette modification comptable.

Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir

En mai 2005, le Conseil des normes comptables (CNC) a publié la Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-19 intitulée « Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir » de manière à améliorer la qualité et l'uniformité de l'information présentée par les entités assujetties à la réglementation des tarifs. Selon la NOC-19, toutes les entités dont les tarifs sont réglementés doivent présenter de l'information générale au sujet du processus d'établissement des tarifs, de ses incidences sur la comptabilité et des activités touchées. Les nouvelles exigences de présentation de l'information

s'appliquent à compter de l'exercice terminé le ou après le 31 décembre 2005. La société a tenu compte de ces exigences à partir du 31 décembre 2005. Les informations devant être fournies au titre de la NOC-19 sont présentées à la note 12 afférente aux états financiers consolidés de la société.

Sociétés en commandite

Une filiale en propriété exclusive de TCPL agit à titre de commandité de Pipelines LP. Le 31 décembre 2005, TCPL a consolidé les comptes des sociétés en commandite pour lesquelles le commandité exerce un contrôle sur les activités stratégiques d'exploitation, de financement et d'investissement des sociétés en commandite et pour lesquelles les commanditaires ne possèdent pas de droits de participation significatifs. Cette modification a été appliquée rétroactivement et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Elle n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net constaté antérieurement et l'incidence sur le bilan et sur l'état des résultats n'était pas importante.

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

En juin 2003, le CNC de l'ICCA a publié une nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité intitulée « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables » qui exige des entreprises qu'elles constatent l'existence d'entités à détenteurs de droits variables dans lesquelles elles détiennent une participation, qu'elles établissent si elles en sont les principaux bénéficiaires et dans l'affirmative qu'elles procèdent à leur consolidation. Pour TCPL, les exigences de la note d'orientation s'appliquaient à partir du 1^{er} janvier 2005. L'adoption des dispositions de cette note d'orientation n'a pas eu d'incidences sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations non monétaires

En juin 2005, le CNC a publié le nouveau chapitre 3831 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Opérations non monétaires » en remplacement du chapitre 3830 portant le même titre. La norme révisée exige que toutes les opérations non monétaires soient évaluées à leur juste valeur, sous réserve de certaines exceptions. Le critère de la substance commerciale remplace celui de l'aboutissement du processus de génération du profit aux fins de l'évaluation à la juste valeur et il est fonction des flux de trésorerie attendus de l'échange des actifs. Les nouvelles exigences s'appliquent aux opérations non monétaires lancées au cours de périodes commençant le ou après le 1^{er} janvier 2006. L'adoption des dispositions de cette note d'orientation ne devrait normalement pas avoir d'incidences sur les états financiers consolidés de la société.

Instruments financiers – comptabilisation et évaluation

En janvier 2005, le CNC a publié le nouveau chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » qui prescrit que tous les instruments financiers visés par cette norme, y compris les instruments dérivés, soient inclus au bilan de la société et évalués, soit à leur juste valeur, soit, dans certaines circonstances limitées lorsque la juste valeur peut ne pas être considérée la plus pertinente, au coût ou au coût après amortissement. Il précise en outre que les gains et les pertes découlant de variations de la juste valeur doivent être constatés dans l'état des résultats. Cette norme s'applique aux états financiers annuels et intermédiaires à compter de l'exercice commençant le ou après le 1^{er} octobre 2006. Ses exigences ressemblent beaucoup à celles du Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) n° 115 intitulé « Accounting for Certain Investments in Debt and Equity Securities » et à celles du SFAS n° 133 intitulé « Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities » adoptés par la société depuis le 1^{er} janvier 2001 dans le contexte des PCGR des États-Unis. Le nouveau chapitre précité sera adopté par la société prospectivement à compter du 1^{er} janvier 2007. TCPL ne prévoit pas que la nouvelle exigence au Canada influera de façon significative sur les états financiers consolidés de la société. Le lecteur est prié de consulter le document sur le rapprochement de la société en fonction des PCGR des États-Unis à l'adresse www.sec.gov/edgar.shtml pour connaître les incidences du SFAS n° 133 sur les états financiers consolidés de la société.

Couvertures

En janvier 2005, le CNC a publié le nouveau chapitre 3865 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Couvertures » qui précise dans quelles circonstances la comptabilité de couverture est autorisée, comment procéder et où en constater les incidences. Les dispositions de cette norme présentent trois types précis de relations de couverture : couvertures de la juste valeur, couvertures des flux de trésorerie et couvertures d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. Cette norme s'applique aux états financiers annuels et intermédiaires à compter de l'exercice commençant le ou après le 1^{er} octobre 2006. Elle ajoute au contenu de la NOC-13 intitulée « Relations de couverture », qui avait été adoptée par TCPL le 1^{er} janvier 2004. Le nouveau chapitre précité sera adopté par la société prospectivement à compter du 1^{er} janvier 2007. TCPL ne prévoit pas que la nouvelle exigence influera de façon significative sur les états financiers consolidés de la société.

Résultat étendu

En janvier 2005, le CNC a publié le nouveau chapitre 1530 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Résultat étendu » qui exige qu'une entreprise présente le résultat étendu et les éléments qui le composent dans un état financier distinct auquel il faut donner la même importance qu'aux autres états financiers. Ce chapitre présente une nouvelle exigence relativement à la constatation temporaire de certains gains ou pertes hors du bénéfice net. La norme s'applique aux états financiers annuels et intermédiaires à compter de l'exercice commençant le ou après le 1^{er} octobre 2006. Ses exigences ressemblent beaucoup à celles du SFAS n° 130 intitulé « Reporting Comprehensive Income » et à celles du SFAS n° 133 intitulé « Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities » déjà adoptés par la société dans le contexte des PCGR des États-Unis. Le chapitre précité sera adopté par la société prospectivement à compter du 1^{er} janvier 2007. TCPL ne prévoit pas que la nouvelle exigence au Canada influera de façon significative sur les états financiers consolidés de la société. Le lecteur est prié de consulter le document sur le rapprochement de la société en fonction des PCGR des États-Unis à l'adresse www.sec.gov/edgar.shtml pour connaître les incidences du SFAS n° 130 et du SFAS n° 133 sur les états financiers consolidés de la société.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le conseil d'administration de TCPL a approuvé au cours d'exercices antérieurs des plans visant la cession de l'entreprise d'activités internationales de la société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada, de son entreprise de commercialisation du gaz et de certaines autres entreprises. Les participations de TCPL dans Gasoducto del Pacifico (Gas Pacifico), INNERGY Holdings S.A. (INNERGY) et Paiton Energy, dont la cession avait été approuvée antérieurement, ont été comptabilisées en tant qu'activités poursuivies depuis le 31 décembre 2003 en raison du temps qu'il a fallu à la société pour mener à bien la cession de ces actifs. Les résultats de Gas Pacifico et d'INNERGY sont inclus dans ceux de l'entreprise de transport de gaz. La société a l'intention de poursuivre son plan de cession de ces participations. Paiton Energy a été vendue en novembre 2005 et le gain à la vente a été constaté dans les résultats de l'entreprise d'électricité.

En 2005, la société a revu la provision pour les pertes liées aux activités abandonnées et elle a conclu que la provision en question était à-propos.

En 2004 et en 2003, la société avait constaté dans les résultats respectivement 52 millions de dollars et 50 millions de dollars en rapport avec le gain reporté initial de 102 millions de dollars après les impôts à la vente de l'entreprise de commercialisation du gaz.

FILIALES ET PLACEMENTS

Les filiales et placements de TCPL auxquels se greffent des actifs d'exploitation d'envergure s'établissent comme suit :

Filiale ou placement	Actifs d'exploitation d'envergure	Juridiction	Pourcentage effectif de participation de TCPL ⁽¹⁾
TransCanada PipeLines Limited	Réseau principal au Canada et réseau de la Colombie-Britannique	Canada	100
NOVA Gas Transmission Ltd.	Réseau de l'Alberta	Alberta	100
TransCanada Pipeline Ventures Ltd.	Ventures LP	Alberta	100
Foothills Pipe Lines Ltd.	Réseau de Foothills	Canada	100
TransCanada PipeLine USA Ltd.		Nevada	100
TransCanada Hydro Northeast Inc.	TC Hydro	Delaware	100
Gas Transmission Northwest Corporation	GTN	Californie	100
TransCanada Power Marketing Ltd.	Actifs dans le secteur de l'électricité aux États-Unis	Delaware	100
Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership	Great Lakes	Delaware	50
Iroquois Gas Transmission System L.P.	Iroquois	Delaware	44,5
Portland Natural Gas Transmission System Partnership	Portland	Maine	61,7
TC PipeLines, LP	Actifs de TC PipeLines, LP	Delaware	13,4
Northern Border Pipeline Company	Northern Border	Texas	4
Tuscarora Gas Transmission Company	Tuscarora	Nevada	7,6
TransCanada Energy Ltd.	Actifs dans le secteur de l'électricité au Canada	Canada	100
Bruce Power A L.P.	Du premier au quatrième réacteur de Bruce A	Ontario	47,9
Bruce Power L.P.	Du cinquième au huitième réacteur de Bruce B	Ontario	31,6
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	TQM	Canada	50
CrossAlta Gas Storage & Services Ltd.	CrossAlta	Alberta	60
TransGas de Occidente S.A.	TransGas	Colombie	46,5

⁽¹⁾ Le pourcentage de la participation équivaut au pourcentage effectif d'actions ordinaires détenues au 31 décembre 2005.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES⁽¹⁾*(en millions de dollars, sauf les montants par action)*

	2005	2004	2003
État des résultats			
Produits	6 124	5 497	5 636
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies	1 208	978	801
Activités abandonnées	–	52	50
Total	1 208	1 030	851
Bilan			
Total de l'actif	24 113	22 421	20 884
Dette à long terme	9 640	9 749	9 516
Dette sans recours des coentreprises	937	808	741
Titres privilégiés	536	554	598
Données par action ordinaire			
Bénéfice net – de base et dilué			
Activités poursuivies	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$
Activités abandonnées	–	0,11	0,11
	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$
Dividendes déclarés ⁽²⁾	1,23 \$	1,17 \$	1,08 \$

⁽¹⁾ Les principales données financières consolidées des trois derniers exercices 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. On trouve, à la note 1, à la note 2 et à la note 24 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2005 de TCPL, des renseignements détaillés au sujet des facteurs influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

⁽²⁾ À compter du 15 mai 2003, les dividendes déclarés par TCPL ont été d'un montant égal au dividende global versé par TransCanada. Les montants présentés reflètent le montant global divisé par le total des actions ordinaires en circulation de TCPL.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES⁽¹⁾*(en millions de dollars, sauf les montants par action)*

	2005			
	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	1 771	1 494	1 449	1 410
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	349	428	199	232
Activités abandonnées	–	–	–	–
	349	428	199	232
Données par action ordinaire				
Bénéfice net – de base et dilué				
Activités poursuivies	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$
Activités abandonnées	–	–	–	–
	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$
	2004			
	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	1 480	1 311	1 347	1 359
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	184	192	388	214
Activités abandonnées	–	52	–	–
	184	244	388	214
Données par action ordinaire				
Bénéfice net – de base et dilué				
Activités poursuivies	0,38 \$	0,40 \$	0,81 \$	0,44 \$
Activités abandonnées	–	0,11	–	–
	0,38 \$	0,51 \$	0,81 \$	0,44 \$

⁽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. On trouve, à la note 1, à la note 2 et à la note 24 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2005 de TCPL, des renseignements détaillés sur les facteurs influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

L'entreprise de transport de gaz est principalement constituée des participations de la société dans des pipelines réglementés et ses produits ainsi que son 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 même qu'en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité construit, détient et exploite des centrales électriques et vend de l'électricité. Ses produits ainsi que son 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'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux éléments ayant influé sur le résultat net par trimestre en 2005 et en 2004 s'établissent comme suit :

- Le résultat net du premier trimestre de 2004 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 deuxième trimestre de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars après les impôts liés à S.E.C. Électricité, dont 132 millions de dollars avaient été reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017.
- Au troisième trimestre de 2004, les décisions rendues par l'EUB sur les coûts en capital généraux et la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 ont entraîné une baisse du résultat du réseau de l'Alberta comparativement au résultat des trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un rajustement de 12 millions de dollars après les impôts lié à l'annulation de provisions pour la restructuration établies préalablement et à la constatation de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital.
- Au quatrième trimestre de 2004, TCPL a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté dans le résultat net un montant de 14 millions de dollars depuis la date d'acquisition, soit le 1^{er} novembre 2004. L'entreprise d'électricité a constaté un montant de 16 millions de dollars avant les impôts qui illustre l'incidence positive d'une opération de restructuration ayant trait à des contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison relativement aux établissements de l'Est.
- Le résultat net du premier trimestre de 2005 comprend un gain de 48 millions de dollars après les impôts lié à la vente de parts de PipeLines LP. Les résultats de l'entreprise d'électricité tiennent compte de coûts de 10 millions de dollars après les impôts pour la restructuration par OSP de contrats d'approvisionnement en gaz naturel. De plus, le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de l'accroissement des charges d'exploitation attribuable à l'exploitation de six réacteurs.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprend un montant d'environ 21 millions de dollars (13 millions de dollars en rapport avec 2004 et 8 millions de dollars en rapport avec le semestre terminé le 30 juin 2005), en raison de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Le 1^{er} avril 2005, TCPL a conclu l'acquisition auprès d'USGen des actifs de production hydroélectrique de TC Hydro. Le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence prolongée des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de travaux d'entretien correctif à la suite d'une panne du sixième réacteur du fait qu'un transformateur a pris feu.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2005 comprend un gain de 193 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité. En outre, le bénéfice de participation de Bruce Power s'est accru comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de la hausse des prix réalisés pour l'électricité et d'une légère augmentation des volumes de production.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2005 comprend un gain de 115 millions de dollars après les impôts lié à la vente de Paiton Energy. De plus, compte tenu de la création de Bruce A, les résultats de Bruce Power ont été consolidés sur une base proportionnelle à partir du 31 octobre.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2005

APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS		
<i>Trimestres terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>		
	2005	2004
Transport de gaz	160	157
Électricité		
Exclusion faite des gains	82	31
Gain à la vente de Paiton Energy	115	–
	197	31
Siège social	(8)	(4)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires⁽¹⁾	349	184
(1) Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires		
Exclusion faite des gains	234	184
Gain à la vente de Paiton Energy	115	–
	349	184

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires du quatrième trimestre de 2005 s'est chiffré à 349 millions de dollars, soit 165 millions de dollars de plus que les 184 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2004. Cette hausse s'explique par la flambée du bénéfice net de l'entreprise d'électricité, notamment en raison d'un gain après les impôts de 115 millions de dollars à la vente de Paiton Energy.

Exclusion faite du gain de 115 millions de dollars lié à la vente de Paiton Energy, le bénéfice net du quatrième trimestre de 2005 s'est accru de 50 millions de dollars comparativement à celui du quatrième trimestre de 2004, pour atteindre 234 millions de dollars. Cette hausse s'explique par les augmentations de 51 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité et de 3 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz, en partie annulées par l'accroissement de 4 millions de dollars des charges nettes du siège social.

La progression du résultat net de l'entreprise d'électricité est en majeure partie attribuable à la hausse du bénéfice d'exploitation et autres tiré de Bruce Power et des établissements de l'Est. L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation et autres s'est accru de 48 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, surtout du fait de la hausse des prix de l'électricité réalisés sur les volumes non visés par des contrats vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario, des volumes produits et de la participation dans les installations de Bruce A depuis le 31 octobre 2005.

Pour le quatrième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Ouest a été de 8 millions de dollars supérieur à celui de la même période en 2004. Cette hausse provient avant tout des marges supérieures au quatrième trimestre de 2005 résultant de l'augmentation du rendement thermique sur le marché pour les ventes d'électricité non visées par des contrats. Cet accroissement a été en partie annulé par l'apport inférieur de la centrale de cogénération de Bear Creek, où l'arrêt d'exploitation pour entretien correctif s'est poursuivi pendant tout le trimestre.

Au quatrième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est a été supérieur de 37 millions de dollars à celui du quatrième trimestre de 2004 en raison de l'apport de TC Hydro, acquise le 1^{er} avril 2005, ainsi que de l'entrée en service des installations de cogénération de Grandview en janvier 2005. L'incidence positive, au quatrième trimestre de 2004, d'une opération de restructuration visant les contrats d'achat d'électricité d'OSP et l'absence de bénéfice d'exploitation après l'échéance de certains contrats de vente à long terme en 2004 ont en partie annulé ces augmentations.

Les frais généraux, administratifs, de soutien et autres ont augmenté de 9 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005 comparativement à la même période en 2004. Cette hausse s'explique en majeure partie par des frais d'expansion des affaires passés en charges d'un montant supérieur en 2005 et par l'incidence, au quatrième trimestre de 2004, de la constatation de gains de change non réalisés sur la dette libellée en dollars US de S.E.C. Électricité.

Au quatrième trimestre de 2005, le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz s'est chiffré à 160 millions de dollars, alors qu'il avait été de 157 millions de dollars pour la même période en 2004. Cette hausse de 3 millions de dollars s'explique par

une augmentation du bénéfice net de 6 millions de dollars pour les autres entreprises de transport de gaz, en partie neutralisée par un recul de 3 millions de dollars du bénéfice des pipelines détenus en propriété exclusive. La régression du bénéfice des pipelines détenus en propriété exclusive s'explique surtout par un moindre bénéfice net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta. Ces replis ont été en partie annulés par un bénéfice net trimestriel plus élevé découlant de la participation de TCPL dans GTN, acquise le 1^{er} novembre 2004. La hausse du bénéfice net des autres entreprises de transport de gaz s'explique principalement par la diminution des frais d'aménagement de projets engagés au quatrième trimestre de 2005, en raison de la capitalisation des coûts des projets Broadwater et Keystone en 2005, ainsi que par le rehaussement du bénéfice de Gas Pacifico. Ces progressions ont été en partie neutralisées par la baisse du bénéfice de Great Lakes et de Ventures LP.

Pour le quatrième trimestre de 2005, les charges nettes, après les impôts, du siège social se sont situées à 8 millions de dollars, en regard d'un montant de 4 millions de dollars pour la période correspondante de 2004. L'augmentation de 4 millions de dollars des charges nettes est principalement le résultat de l'accroissement des intérêts débiteurs nets, en partie annulé par un remboursement d'impôts sur les bénéfices visant des exercices antérieurs et reçu au quatrième trimestre de 2005.

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Au 27 février 2006, TCPL avait 483 344 109 actions ordinaires émises et en circulation et il n'y 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 les documents d'information continue de la société, le lecteur est prié de consulter le site SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines.

Un complément d'information sur les principales données financières consolidées pour les exercices terminés les 31 décembre 2005, 2004, 2003, 2002, 2001 et 2000 est présenté sous la rubrique « Points saillants des résultats financiers des six derniers exercices » aux pages 107 et 108 du présent rapport.

GLOSSAIRE

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers	IID	Imperial Irrigation District
APG	Aboriginal Pipeline Group / Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership	INNERGY	INNERGY Holdings S.A.
Boston Edison	Boston Edison Company	Iroquois	Réseau d'Iroquois Gas Transmission
BPC	BPC Generation Infrastructure Trust	Irving	Raffinerie d'Irving Oil
Broadwater	Projet de Broadwater Energy	km	Kilomètre
Bruce A	Bruce Power A L.P.	LPN	Loi sur le pipe-line du Nord
Bruce B	Bruce Power L.P.	Millennium	Projet de pipeline Millennium
Bruce Power	Bruce A et Bruce B, collectivement	Moody's	Moody's Investors Service
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
CAE	Convention d'achat d'électricité	MW	Mégawatt
Calpine	Calpine Corporation et certaines de ses filiales	MWh	Mégawatt-heure
Cameco	Cameco Corporation	Northern Border	Northern Border Pipeline Company
Cartier énergie	Cartier énergie éolienne Inc.	OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
CFE	Comisión Federal de Electricidad	ONÉ	Office national de l'énergie
CNC	Conseil des normes comptables	OSP	Ocean State Power
Contrôles de présentation de l'information	Contrôles et mécanismes de présentation de l'information	Paiton Energy	P.T. Paiton Energy Company
CPPL	ConocoPhillips Pipe Line Company	PCGR	Principes comptables généralement reconnus
CrossAlta	CrossAlta Gas Storage & Services Ltd.	PG&E	Pacific Gas & Electric Company
DBRS	Dominion Bond Rating Service Limited	Pipeline Keystone	Oléoduc Keystone
Débiteures	Débiteures de premier rang non garanties	PipeLines LP	TC PipeLines, LP
EPCOR	EPCOR Utilities Inc.	PJ	Petajoule
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta	Portland	Réseau de Portland Natural Gas Transmission
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	Portlands Energy	Portlands Energy Centre L.P.
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.	Résultat net	Bénéfice net découlant des activités poursuivies
Gas Pacifico	Gasoducto del Pacifico	S.E.C. Électricité	S.E.C. TransCanada Électricité
GJ	Gigajoule	SFAS	Statement of Financial Accounting Standards
GNL	Gaz naturel liquéfié	Shell	Shell US Gas & Power LLC
Gpi ³	Milliard de pieds cubes	TC Hydro	Actifs de production d'énergie hydroélectrique achetés à USGen
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour	TCPL ou la société	TransCanada PipeLines Limited
Great Lakes	Réseau de Great Lakes Gas Transmission	TCPM	TransCanada Power Marketing Limited
GTN	Réseaux de Gas Transmission Northwest et de North Baja, collectivement	TG	Transport garanti
GTNC	Gas Transmission Northwest Corporation	TGCT	Service de transport garanti à court terme
GUA	Loi intitulée <i>Gas Utilities Act (Alberta)</i>	TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes
GWh	Gigawatt-heure	TransCanada	TransCanada Corporation
Hydro-Québec	Hydro-Québec Distribution	TransGas	TransGas de Occidente S.A.
ICCA	Institut Canadien des Comptables Agréés	Tuscarora	Réseau de Tuscarora Gas Transmission
		USGen	USGen New England
		Ventures LP	TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés qui figurent dans le présent rapport sont la responsabilité de la direction et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Les informations financières contenues dans d'autres parties du présent rapport concordent avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

La direction a rédigé un rapport de gestion 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 2005 et 2004, 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 2004 et 2003.

La direction a mis au point 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.

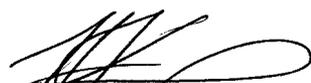
Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification composé d'administrateurs qui ne sont pas reliés à la société et qui n'en sont pas des dirigeants. Au cours de l'exercice, le comité de vérification rencontre au moins cinq fois la direction ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et la vérification. Ce comité examine les états financiers consolidés avant que ces états 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.

En ce qui a trait aux vérificateurs externes, KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., le comité de vérification approuve les modalités de leur mission et revoit le plan de vérification annuel, le rapport des vérificateurs et les résultats de la vérification. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet de vérificateurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les vérificateurs externes indépendants, KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., ont été nommés par les actionnaires 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 selon les PCGR du Canada. Le rapport de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., qui est reproduit à la page 68, fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et
chef de la direction,

Le vice-président directeur,
Expansion des affaires et chef des finances,



Harold N. Kvisle



Russell K. Girling

Le 27 février 2006

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

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada Pipelines Limited aux 31 décembre 2005 et 2004 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2005. 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. 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 2005 et 2004, 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 2005 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

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

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 27 février 2006

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2005	2004	2003
Produits	6 124	5 497	5 636
Charges d'exploitation			
Coût des marchandises vendues	1 168	940	979
Autres coûts et charges	1 889	1 615	1 666
Amortissement	1 017	948	917
	4 074	3 503	3 562
Bénéfice d'exploitation	2 050	1 994	2 074
Autres charges (produits)			
Charges financières (note 9)	837	860	878
Charges financières des coentreprises (note 10)	66	63	80
Bénéfice de participation (note 7)	(247)	(213)	(206)
Intérêts créditeurs et autres produits	(63)	(59)	(60)
Gains à la vente d'actifs (note 8)	(445)	(204)	–
	148	447	692
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 902	1 547	1 382
Impôts sur les bénéfices (note 18)			
Exigibles	550	414	284
Futurs	60	77	230
	610	491	514
Participations sans contrôle (note 14)	62	56	45
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 230	1 000	823
Bénéfice net découlant des activités abandonnées (note 24)	–	52	50
Bénéfice net	1 230	1 052	873
Dividendes sur les actions privilégiées	22	22	22
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	1 208	1 030	851
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies	1 208	978	801
Activités abandonnées	–	52	50
	1 208	1 030	851

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)

	2005	2004	2003
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 230	1 000	823
Amortissement	1 017	948	917
Gains à la vente d'actifs, déduction faite des impôts exigibles (note 8)	(318)	(204)	–
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues (note 7)	(71)	(113)	(117)
Impôts futurs	60	77	230
Participations sans contrôle	62	56	45
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(9)	(29)	(65)
Autres	(21)	(34)	(11)
Fonds provenant de l'exploitation	1 950	1 701	1 822
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 22)	(48)	28	93
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	1 902	1 729	1 915
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(754)	(530)	(395)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise (note 8)	(1 317)	(1 516)	(570)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles (note 8)	671	410	–
Montants reportés et autres	65	(12)	(131)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 335)	(1 648)	(1 096)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	(608)	(574)	(532)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(52)	(65)	(57)
Avances de la société mère	(36)	35	46
Billets à payer émis (remboursés), montant net	416	179	(62)
Dettes à long terme émises	799	1 090	930
Reduction de la dette à long terme	(1 113)	(1 005)	(753)
Dettes à long terme émises par des coentreprises	38	217	60
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(80)	(112)	(72)
Actions ordinaires émises (note 16)	80	–	18
Parts de sociétés en commandite émises par des coentreprises	–	88	–
Rachat de débentures subordonnées de rang inférieur	–	–	(218)
Sorties nettes liées aux activités de financement	(556)	(147)	(640)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	11	(87)	(54)
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	22	(153)	125
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	190	343	218
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	212	190	343

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)

	2005	2004
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	212	190
Débiteurs	796	616
Stocks	281	174
Autres	277	120
	1 566	1 100
Placements à long terme (note 7)	400	1 098
Immobilisations corporelles (notes 4, 9 et 10)	20 038	18 764
Autres éléments d'actif (note 5)	2 109	1 459
	24 113	22 421
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 19)	962	546
Créditeurs	1 536	1 215
Intérêts courus	222	214
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 9)	393	774
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an (note 10)	41	85
	3 154	2 834
Montants reportés (note 11)	1 196	783
Impôts futurs (note 18)	703	509
Dette à long terme (note 9)	9 640	9 749
Dette à long terme des coentreprises (note 10)	937	808
Titres privilégiés (note 13)	536	554
	16 166	15 237
Participations sans contrôle (note 14)	394	311
Capitaux propres		
Actions privilégiées (note 15)	389	389
Actions ordinaires (note 16)	4 712	4 632
Surplus d'apport	275	270
Bénéfices non répartis	2 267	1 653
Écart de conversion (note 17)	(90)	(71)
	7 553	6 873
Engagements, éventualités et garanties (note 23)	24 113	22 421

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

Au nom du conseil d'administration,



Harold N. Kvisle
Administrateur



Harry G. Schaefer
Administrateur

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2005	2004	2003
Solde au début de l'exercice	1 653	1 185	854
Bénéfice net	1 208	1 052	873
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Dividendes sur les actions ordinaires	(572)	(562)	(520)
	2 267	1 653	1 185

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 en Amérique du Nord. TCPL exerce ses activités dans deux secteurs, le transport de gaz et l'électricité, chacune de ces entreprises proposant des produits et services différents.

Transport de gaz

L'entreprise de transport de gaz possède et exploite les gazoducs suivants :

- 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 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 (le réseau de Gas Transmission Northwest);
- 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 et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et les États-Unis (le réseau de Foothills);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière de l'Alberta vers l'Ouest jusque dans le sud-est de la Colombie-Britannique (le réseau de la Colombie-Britannique);
- 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 (le réseau de 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).

L'entreprise de transport de gaz détient par ailleurs les placements de la société dans d'autres gazoducs et installations de stockage de gaz naturel situés principalement en Amérique du Nord. De plus, l'entreprise de transport de gaz recherche et aménage de nouvelles installations de transport de gaz naturel et de pétrole brut, de stockage de gaz naturel et de regazéification du gaz naturel liquéfié en Amérique du Nord.

Électricité

L'entreprise d'électricité construit, possède et exploite des centrales électriques et vend l'électricité. En outre, cette entreprise détient les placements de la société dans d'autres centrales électriques. Elle exerce les activités suivantes au Canada et aux États-Unis :

TCPL possède et exploite :

- des actifs de production hydroélectrique situés dans les États du New Hampshire, du Vermont et du Massachusetts (TC Hydro);
- la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'Ocean State Power (OSP) située à Burrillville, dans le Rhode Island;
- des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta situées à Carseland, à Redwater, à Bear Creek et à MacKay River;
- la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Grandview située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick;
- une centrale de cogénération alimentée à la chaleur résiduelle faisant partie de l'installation de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta.

TCPL possède, mais n'exploite pas :

- une participation de 47,9 % 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.

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

- 100 % de la production de Sundance A et 50 %, dans le cadre d'une société en nom collectif, de la production des centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta;
- 100 % de la production de la centrale électrique de Sheerness à proximité de Hanna, en Alberta.

TCPL procède actuellement à la construction :

- de la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Bécancour, près de Trois-Rivières, au Québec;
- des installations dans le cadre de six projets, au Québec, de Cartier énergie éolienne, société détenue à 62 % par TransCanada.

NOTE 1 CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus (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.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. 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.

Mode de présentation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de TransCanada Pipelines Limited 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.

Réglementation

Le réseau principal au Canada, le réseau de la Colombie-Britannique, le réseau de Foothills et Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Trans Québec & Maritimes) relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ), tandis que le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta. Le réseau de Gas Transmission Northwest, le réseau de North Baja 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 l'exploitation. Pour traduire adéquatement 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 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 12.

Constatation des produits*Transport de gaz*

Au sein de l'entreprise de transport de gaz, les produits des établissements canadiens à tarifs réglementés sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ et de l'EUB. 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.

Électricité

La majorité des produits de l'entreprise d'électricité découlent de la vente d'électricité dans le cadre des activités de commercialisation et de commerce de l'énergie, et ils sont constatés dans le mois au cours duquel l'électricité est livrée. Les produits de l'entreprise d'électricité proviennent également de la vente de gaz combustible inutilisé et de contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés, qui comprennent des swaps financiers, des contrats à terme et des options.

Gain de dilution

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

Encaisse et placements à court terme

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

Stocks

Les stocks, qui se composent de gaz naturel stocké, d'uranium, 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.

Immobilisations corporelles*Transport de gaz*

Les immobilisations corporelles liées aux activités de transport de gaz naturel sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire. Les gazoducs 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.

Électricité

Le grand équipement et les structures des centrales électriques de l'entreprise d'électricité 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 des centrales nucléaires 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 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 projets en construction.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur 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 %.

Conventions d'achat d'électricité

Les CAE sont des contrats à long terme d'achat de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les paiements initiaux pour les CAE acquises par TCPL sont reportés et amortis, à partir de la date d'acquisition, sur la durée des contrats, qui varie entre 10 et 19 ans. Certaines CAE aux termes desquelles TCPL vend de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation et, par conséquent, les immobilisations corporelles connexes sont comptabilisées en tant qu'actifs en vertu de contrats de location-exploitation.

Impôts sur les bénéfices

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 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 que le permettent les PCGR, cette méthode est également utilisée aux 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 constatés dans les produits d'exploitation lorsqu'ils deviendront exigibles. Pour le reste de ses activités, la société applique la méthode du report d'impôts variables. Selon cette méthode, des actifs et les 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 assiette 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 bénéfices imposables des exercices durant lesquels les écarts temporaires devraient être soit recouverts, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice durant lequel elles surviennent.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices 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 éléments d'actif et de passif 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 bénéfices non répartis et des flux de trésorerie sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les gains ou pertes de change sont présentés au poste Écart de conversion, sous les capitaux propres.

Les gains ou les pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère et aux titres privilégiés se rapportant au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient 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.

Les instruments dérivés et autres instruments doivent être désignés comme tel et être efficaces pour être admissibles à la comptabilité de couverture. Les instruments dérivés sont comptabilisés à leur juste valeur à la date de chaque bilan. Pour les couvertures des flux de trésorerie et de la juste valeur, les gains ou les pertes attribuables aux instruments dérivés sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique des états financiers que le sont les opérations couvertes correspondantes. Dans le cas des couvertures des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes, les gains ou les pertes de change sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts, et la dette libellée en monnaie étrangère désignée sont imputés aux pertes ou aux gains de change découlant de la conversion des états financiers des établissements étrangers compris dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres. Si un instrument dérivé ne répond pas au critère de désignation ou au critère d'efficacité, les gains ou les pertes, matérialisés ou non, sont imputés aux résultats de chaque période sous la même rubrique des états financiers que l'est l'opération sous-jacente donnant lieu à la couverture économique du risque. Toutes les primes que la société paie ou reçoit en rapport avec les instruments dérivés constituant des couvertures sont reportées et amorties par des imputations aux résultats, sur la durée des contrats de couverture.

Si un instrument dérivé antérieurement admissible à ce titre est réglé ou s'il cesse de répondre au critère de désignation ou d'efficacité, le gain ou la perte à cette date est reporté et constaté au cours du même exercice et sous la même rubrique des états financiers que le sont les opérations couvertes correspondantes. S'il devient probable qu'une opération prévue couverte ne se réalisera pas, les gains ou les pertes reportés connexes sont imputés aux résultats de l'exercice courant.

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, au réseau de la Colombie-Britannique et à celui de Foothills est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

Obligation liée 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 durant lequel 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 s'accroît à la fin de chaque exercice au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

Régimes d'avantages sociaux et autres

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (régimes PD). Le coût des prestations que les employés gagnent dans le cadre des régimes à prestations déterminées 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 hypothèses les plus probables de 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 de retraite sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite est déterminé en fonction de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes. 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. Le gain actuariel net ou la perte actuarielle nette qui excède 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, est amorti 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 à la date d'acquisition. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Selon 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 ainsi que d'autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi. 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

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1^{er} janvier 2005, la société a adopté les recommandations modifiées du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » qui donne des directives quant au classement de certains instruments financiers comportant des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TCPL a reclassé la composante capitaux propres des titres privilégiés, composante qui sera classée sous la dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL des exercices antérieurs.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation (diminution)
Montants reportés ⁽¹⁾	135
Titres privilégiés	535
Capitaux propres	
Titres privilégiés	(670)
Total du passif et des capitaux propres	–

⁽¹⁾ Report réglementaire.

Sociétés en commandite

Une filiale en propriété exclusive de TCPL agit à titre de commandité de TC PipeLines, LP (PipeLines LP). Le 31 décembre 2005, TransCanada a consolidé les comptes des sociétés en commandite pour lesquelles le commandité exerce un contrôle sur les activités stratégiques d'exploitation, de financement et d'investissement des sociétés en commandite et pour lesquelles les commanditaires ne possèdent pas de droits de participation significatifs. Cette modification a été appliquée rétroactivement. Elle n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net constaté antérieurement, et l'incidence sur le bilan et l'état des résultats n'a pas été importante.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE**BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)⁽¹⁾**

<i>Exercice terminé le 31 décembre 2005 (en millions de dollars)</i>	Transport de gaz	Électricité	Siège social	Total
Produits	4 163	1 961	–	6 124
Coût des marchandises vendues ⁽²⁾	–	(1 168)	–	(1 168)
Autres coûts et charges	(1 380)	(505)	(4)	(1 889)
Amortissement	(938)	(79)	–	(1 017)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 845	209	(4)	2 050
Charges financières et charges sur les titres privilégiés et participations sans contrôle	(788)	(2)	(131)	(921)
Charges financières des coentreprises	(57)	(9)	–	(66)
Bénéfice de participation	79	168	–	247
Intérêts créditeurs et autres produits	25	5	33	63
Gains à la vente d'actifs	82	363	–	445
Impôts sur les bénéfices	(502)	(173)	65	(610)
Activités poursuivies	684	561	(37)	1 208
Activités abandonnées				–
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				1 208

Exercice terminé le 31 décembre 2004 (en millions de dollars)

Produits	3 929	1 568	–	5 497
Coût des marchandises vendues ⁽²⁾	–	(940)	–	(940)
Autres coûts et charges	(1 228)	(384)	(3)	(1 615)
Amortissement	(876)	(72)	–	(948)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 825	172	(3)	1 994
Charges financières et charges sur les titres privilégiés et participations sans contrôle	(848)	(9)	(81)	(938)
Charges financières des coentreprises	(59)	(4)	–	(63)
Bénéfice de participation	83	130	–	213
Intérêts créditeurs et autres produits	8	14	37	59
Gains à la vente d'actifs	7	197	–	204
Impôts sur les bénéfices	(430)	(104)	43	(491)
Activités poursuivies	586	396	(4)	978
Activités abandonnées				52
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				1 030

Exercice terminé le 31 décembre 2003 (en millions de dollars)

Produits	3 968	1 668	–	5 636
Coût des marchandises vendues ⁽²⁾	–	(979)	–	(979)
Autres coûts et charges	(1 274)	(385)	(7)	(1 666)
Amortissement	(834)	(82)	(1)	(917)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 860	222	(8)	2 074
Charges financières et charges sur les titres privilégiés et participations sans contrôle	(845)	(11)	(89)	(945)
Charges financières des coentreprises	(79)	(1)	–	(80)
Bénéfice de participation	107	99	–	206
Intérêts créditeurs et autres produits	17	14	29	60
Impôts sur les bénéfices	(438)	(103)	27	(514)
Activités poursuivies	622	220	(41)	801
Activités abandonnées				50
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				851

(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.

(2) Le coût des marchandises vendues représente les achats de produits de base destinés à la revente.

TOTAL DE L'ACTIF

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004
Transport de gaz	18 252	18 720
Électricité	4 923	2 802
Siège social	938	899
	24 113	22 421

RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Produits⁽³⁾			
Canada – marché intérieur	3 499	3 214	3 324
Canada – exportations	1 160	1 261	1 293
États-Unis	1 465	1 022	1 019
	6 124	5 497	5 636

⁽³⁾ Les produits sont répartis par pays, selon le pays d'origine des produits ou services.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004
Canada	15 647	14 757
États-Unis	4 306	4 007
Mexique	85	–
	20 038	18 764

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Transport de gaz	377	241	260
Électricité	373	285	132
Siège social	4	4	3
	754	530	395

NOTE 4 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2005			2004		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Transport de gaz						
Réseau principal au Canada						
Gazoduc	8 701	3 665	5 036	8 695	3 421	5 274
Postes de compression	3 341	1 066	2 275	3 322	947	2 375
Postes de comptage et autres	359	134	225	366	125	241
	12 401	4 865	7 536	12 383	4 493	7 890
En construction	15	–	15	16	–	16
	12 416	4 865	7 551	12 399	4 493	7 906
Réseau de l'Alberta						
Gazoduc	5 020	2 203	2 817	4 978	2 055	2 923
Postes de compression	1 493	676	817	1 496	599	897
Postes de comptage et autres	799	247	552	861	262	599
	7 312	3 126	4 186	7 335	2 916	4 419
En construction	25	–	25	20	–	20
	7 337	3 126	4 211	7 355	2 916	4 439
GTN ⁽¹⁾						
Gazoduc	1 381	60	1 321	1 417	8	1 409
Postes de compression	507	15	492	526	2	524
Postes de comptage et autres	90	–	90	101	2	99
	1 978	75	1 903	2 044	12	2 032
En construction	18	–	18	17	–	17
	1 996	75	1 921	2 061	12	2 049
Réseau de Foothills						
Gazoduc	815	377	438	815	346	469
Postes de compression	373	128	245	373	114	259
Postes de comptage et autres	75	31	44	78	35	43
	1 263	536	727	1 266	495	771
Coentreprises et autres ⁽²⁾						
	3 491	1 127	2 364	3 293	1 073	2 220
	26 503	9 729	16 774	26 374	8 989	17 385
Électricité⁽³⁾						
Centrales nucléaires ⁽⁴⁾						
Centrales alimentées au gaz naturel	1 265	143	1 122			
Centrales hydroélectriques	1 121	347	774	1 333	374	959
Autres	598	9	589	61	1	60
	67	36	31	67	32	35
	3 051	535	2 516	1 461	407	1 054
En construction	721	–	721	288	–	288
	3 772	535	3 237	1 749	407	1 342
Siège social						
	73	46	27	124	87	37
	30 348	10 310	20 038	28 247	9 483	18 764

(1) Réseau de Gas Transmission Northwest et réseau de North Baja (collectivement GTN).

(2) La valeur comptable, au 31 décembre 2005, comprend un montant de 235 millions de dollars au titre des immobilisations corporelles en construction (20 millions de dollars en 2004).

(3) Certaines installations de production d'électricité sont comptabilisées en tant qu'actifs aux termes de contrats de location-exploitation. Au 31 décembre 2005, la valeur comptable nette de ces installations était de 87 millions de dollars (70 millions de dollars en 2004). En 2005, des produits de 23 millions de dollars (7 millions de dollars en 2004) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

(4) Actifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition liés à Bruce Power. La société a consolidé proportionnellement et prospectivement sa participation dans Bruce Power à partir du 31 octobre 2005.

NOTE 5 AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Contrats d'instruments dérivés	209	180
Reports d'instruments de couverture	118	50
CAE – Canada ⁽¹⁾	825	274
CAE – États-Unis ⁽¹⁾	–	98
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux	304	253
Actifs réglementaires	183	174
Prêts et avances ⁽²⁾	91	135
Écarts d'acquisition	57	58
Frais d'émission de titres de créance	48	50
Autres	274	187
	2 109	1 459

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2005			2004		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE – Canada	915	90	825	345	71	274
CAE – États-Unis	–	–	–	102	4	98

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la dotation aux amortissements à l'égard des CAE a totalisé 24 millions de dollars (24 millions de dollars en 2004; 37 millions de dollars en 2003). La dotation aux amortissements relativement aux CAE de la société est d'environ : 58 millions de dollars en 2006; 58 millions de dollars en 2007; 58 millions de dollars en 2008; 58 millions de dollars en 2009; et 58 millions de dollars en 2010. En août 2005, la société a vendu S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), y compris 100 % des CAE – États-Unis. En date du 31 décembre 2005, la société a fait l'acquisition des droits et obligations résiduels pour la durée restante de 15 ans de la CAE de Sheerness, au prix de 585 millions de dollars.

⁽²⁾ Le solde au 31 décembre 2004 comprenait un billet non garanti de 75 millions de dollars à recevoir de Bruce B portant intérêt au taux de 10,5 % par année et dont l'échéance est le 14 février 2008. Depuis le 31 octobre 2005, la société consolide proportionnellement sa participation dans Bruce B, et le solde est éliminé au moment de la consolidation. Le solde au 31 décembre 2005 comprend un prêt de 87 millions de dollars (60 millions de dollars en 2004) consenti à l'Aboriginal Pipeline Group (APG) afin de financer l'APG pour sa part de un tiers des coûts d'élaboration de projet liés au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie.

NOTE 6 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation	Quote-part de TCPL					
		Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Actif net Aux 31 décembre		
		2005	2004	2003	2005	2004	
Transport de gaz							
Great Lakes	50,0 % ⁽¹⁾	73	86	81	375	379	
Iroquois	44,5 % ⁽¹⁾⁽²⁾	29	28	31	190	175	
Trans Québec & Maritimes	50,0 %	13	13	14	73	75	
CrossAlta	60,0 % ⁽¹⁾	31	20	11	30	24	
Foothills	⁽³⁾	–	–	19	–	–	
Autres	Divers	15	12	12	67	67	
Électricité							
Bruce A	47,9 % ⁽⁴⁾	19			563		
Bruce B	31,6 % ⁽⁴⁾	5			434		
ASTC Power Partnership	50,0 % ⁽⁵⁾	–	–	–	88	93	
S.E.C. Électricité	⁽⁶⁾	25	32	25	–	289	
		210	191	193	1 820	1 102	

⁽¹⁾ Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes); Iroquois Gas Transmission System, L.P. (Iroquois); CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta).

- (2) En juin 2005, la société a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,5 % dans Iroquois.
- (3) En août 2003, la société a acheté les participations restantes dans Foothills Pipe Lines Ltd. et ses filiales (Foothills) qu'elle ne détenait pas antérieurement, et les comptes de Foothills ont été consolidés avec ceux de la société par la suite.
- (4) TCPL a fait l'acquisition d'une participation de 47,4 % dans Bruce A le 31 octobre 2005 et d'une participation de 31,6 % dans Bruce B en février 2003. La société a porté sa participation dans Bruce A à 47,9 % durant le reste de 2005 du fait que certains associés n'ont pas participé aux apports de capitaux dans Bruce A. La société a consolidé proportionnellement et prospectivement ses placements dans Bruce A et dans Bruce B à partir du 31 octobre 2005.
- (5) La société possède une participation de 50,0 % dans ASTC Power Partnership, société située en Alberta qui détient une CAE. Les volumes d'électricité sous-jacents liés à la participation de 50,0 % dans ASTC Power Partnership ont été effectivement transférés à TransCanada.
- (6) En avril 2004, la participation de la société dans S.E.C. Électricité a été ramenée de 35,6 % à 30,6 %. En août 2005, la société a vendu sa participation de 30,6 % dans S.E.C. Électricité.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2005 comprennent une tranche de 765 millions de dollars (473 millions de dollars en 2004) qui représente les bénéfices non répartis de ces coentreprises.

Information financière sommaire sur les coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Résultats			
Produits	687	572	635
Autres coûts et charges	(328)	(240)	(278)
Amortissement	(93)	(90)	(98)
Charges financières et autres	(56)	(51)	(66)
Quote-part du bénéfice avant les impôts sur les bénéfices des coentreprises	210	191	193

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Flux de trésorerie			
Exploitation	346	270	259
Activités d'investissement	(133)	(287)	(139)
Activités de financement ⁽¹⁾	(152)	35	(115)
Incidence de la variation des taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(1)	(5)	(12)
Quote-part de l'augmentation (la diminution) de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	60	13	(7)

(1) Les activités de financement comprennent des sorties de fonds résultant des distributions de 201 millions de dollars (158 millions de dollars en 2004; 103 millions de dollars en 2003) versées à TCPL et des rentrées de fonds résultant des apports de capitaux de 92 millions de dollars (néant en 2004 et en 2003) versés par TCPL.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004
Bilans		
Encaisse et placements à court terme	123	63
Autres éléments d'actif à court terme	281	122
Immobilisations corporelles	2 707	1 708
Passif à court terme	(291)	(155)
(Montants reportés) et autres actifs (montant net)	(45)	221
Dette à long terme des coentreprises	(937)	(808)
Impôts futurs	(18)	(49)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	1 820	1 102

NOTE 7 PLACEMENTS À LONG TERME

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation	Quote-part de TCPL							
		Distributions sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation Exercices terminés les 31 décembre			Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation Exercices terminés les 31 décembre			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation Aux 31 décembre	
		2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004
Transport de gaz									
Northern Border	(1)	76	79	65	61	65	63	315	349
TransGas	46,5 % ⁽²⁾	6	8	8	11	11	27	62	78
Portland	61,7 % ⁽³⁾	–	–	10	–	–	14	–	–
Autres	Divers	10	13	6	7	7	3	23	29
Électricité									
Bruce B	31,6 % ⁽⁴⁾	84	–	–	168	130	99	–	642
		176	100	89	247	213	206	400	1 098

(1) La société consolide son placement dans PipeLines LP, qui détient une participation de 30,0 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border). Les montants cités représentent une participation de 30,0 %, mais la participation effective de la société dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, est de 4,0 %, soit le résultat de la participation de 13,4 % de la société dans PipeLines LP. La participation effective de la société dans Northern Border a été ramenée de 10,0 % à 4,0 % dans le cadre d'une série d'opérations liées à PipeLines LP en mars et en avril 2005.

(2) TransGas de Occidente S.A. (TransGas).

(3) En septembre 2003, la société a haussé sa participation dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (Portland), la faisant passer de 33,3 % à 43,4 %. En décembre 2003, la société a porté sa participation à 61,7 % et le placement a été entièrement consolidé à partir de cette date.

(4) La société a consolidé proportionnellement et prospectivement sa participation de 31,6 % dans Bruce B à partir du 31 octobre 2005.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2005 comprennent une tranche de 55 millions de dollars (294 millions de dollars en 2004) qui représente les bénéfices non répartis tirés de ces placements comptabilisés à la valeur de consolidation.

NOTE 8 ACQUISITIONS ET CESSIONS

Acquisitions

CAE de Sheerness

En date du 31 décembre 2005, TCPL a fait l'acquisition, auprès de l'Alberta Balancing Pool, des droits et obligations résiduels aux termes de la CAE de Sheerness, au prix de 585 millions de dollars. La durée restante de la CAE est d'environ 15 ans.

Bruce Power

En février 2003, la société a acheté, au prix de 409 millions de dollars, une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui détenait alors les premier et deuxième réacteurs de Bruce A, actuellement inactifs, ainsi que les troisième et quatrième réacteurs de Bruce A et les cinquième au huitième réacteurs de Bruce B, actuellement en exploitation. La société a comptabilisé ce placement à la valeur de consolidation. Le 31 octobre 2005, dans le cadre d'une entente prévoyant la remise en exploitation des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, TCPL a obtenu une participation dans une société en commandite nouvellement créée, Bruce A, qui sous-loue les premier au quatrième réacteurs de Bruce A auprès de Bruce B (le sous-bail de Bruce A) et a acheté d'autres actifs connexes. Aux termes de cette opération, TCPL a engagé des fonds au comptant de 100 millions de dollars et, au 31 décembre 2005, la société détient une participation de 47,9 % dans Bruce A. À la suite de cette restructuration, Bruce A et Bruce B sont devenues des entités contrôlées conjointement, et, depuis le 31 octobre 2005, TCPL consolide proportionnellement et prospectivement ses participations dans Bruce A et dans Bruce B.

TC Hydro

En avril 2005, TCPL a réalisé l'acquisition, auprès d'USGen New England, Inc., d'actifs de production d'énergie hydroélectrique au prix d'environ 503 millions de dollars US. La presque totalité du prix d'achat a été imputée aux immobilisations corporelles. Les résultats financiers générés par ces actifs sont inclus dans les résultats de l'entreprise d'électricité depuis la date d'acquisition.

GTN

En novembre 2004, TCPL a acquis GTN au prix de 1 728 millions de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette et de rajustements de clôture de 528 millions de dollars US. La répartition du coût d'acquisition selon les justes valeurs de l'actif net à la date d'acquisition s'établit comme suit :

Répartition du coût d'acquisition

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	40
Immobilisations corporelles	1 718
Autres éléments d'actif à long terme	21
Écart d'acquisition	48
Passif à court terme	(48)
Dette à long terme	(528)
Autres éléments de passif à long terme	(51)
	1 200

L'écart d'acquisition, attribuable au réseau de North Baja, est réévalué annuellement pour déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs à l'origine de l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion, un solide avantage concurrentiel, une forte demande pour le gaz naturel dans les marchés de la région de l'Ouest et l'accès à des approvisionnements gaziers à faible coût en quantité largement suffisante. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amorti aux fins de l'impôt sur une période de 15 ans.

L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. Les résultats financiers de GTN ont été consolidés avec ceux de TCPL postérieurement à la date d'acquisition, et ils sont inclus dans les résultats du secteur Transport de gaz.

Cessions

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Gains liés à S.E.C. Électricité	245	197
Gain à la vente de Paiton Energy ⁽¹⁾	118	–
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	82	–
Gain à la vente de Millennium ⁽¹⁾	–	7
	445	204

⁽¹⁾ PT Paiton Energy Company (Paiton Energy); projet de pipeline Millennium (Millennium).

S.E.C. Électricité

En août 2005, TCPL a vendu sa participation dans 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 de l'entreprise d'électricité, 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 valeur comptable des actifs et des passifs de S.E.C. Électricité cédés aux termes de cette opération de vente s'établit respectivement à 452 millions de dollars et à 174 millions de dollars. L'acquisition par EPCOR comprend 14,5 millions de parts de société en commandite de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la possession 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.

En avril 2004, TCPL a vendu à S.E.C. Électricité les centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, plus les rajustements de clôture de 12,8 millions de dollars US, et elle a constaté un gain à la vente de 15 millions de dollars après les impôts. Le gain net a été comptabilisé dans les résultats de l'entreprise d'électricité, et la société a inscrit une charge fiscale de 10 millions de dollars.

À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu en avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. Électricité visant à supprimer l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TCPL au 30 juin 2017. Étant donné que TCPL était tenue de financer ce rachat, la suppression de l'obligation de rachat par S.E.C. Électricité a éliminé cette exigence. La suppression de l'obligation et la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité ont donné lieu à un gain de 172 millions de dollars.

Paiton Energy

En novembre 2005, TCPL a vendu sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy aux filiales de The Tokyo Electric Power Company pour un produit brut de 103 millions de dollars US (122 millions de dollars). La valeur comptable de Paiton Energy au moment de la vente était de néant, et cette opération de vente a donné lieu, pour TCPL, à un gain après les impôts de 115 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise d'électricité, 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.

PipeLines LP

En mars et en avril 2005, TCPL a vendu 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 de l'entreprise de transport de gaz, et, à la suite de cette opération, la société a comptabilisé une charge fiscale de 33 millions de dollars, y compris une charge de 51 millions de dollars au titre des impôts exigibles. À la suite de ces opérations, TCPL détient toujours une participation de 13,4 % dans PipeLines LP représentée par sa participation de 2,0 % à titre de commandité et sa participation de 11,4 % en tant que commanditaire.

NOTE 9 DETTE À LONG TERME

		2005		2004		
	Dates de remboursement	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾	
RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA⁽⁴⁾						
Obligations de première hypothèque sur le pipeline						
	En livres sterling (25£ en 2005 et 2004)	2007	50	16,5 %	58	16,5 %
Débentures						
	En dollars CA	2008 à 2020	1 354	10,9 %	1 354	10,9 %
	En dollars US (600 \$ US en 2005 et 2004) ⁽³⁾	2012 à 2021	702	9,5 %	722	9,5 %
Billets à moyen terme						
	En dollars CA	2006 à 2031	1 987	7,1 %	2 167	6,9 %
	En dollars US (120 \$ US en 2005 et 2004)	2010	140	6,1 %	144	6,1 %
			4 233		4 445	
RÉSEAU DE L'ALBERTA⁽⁵⁾						
Débentures et billets						
	En dollars CA	2007 à 2024	585	11,6 %	607	11,6 %
	En dollars US (375 \$ US en 2005 et 2004)	2012 à 2023	437	8,2 %	451	8,2 %
Billets à moyen terme						
	En dollars CA	2006 à 2030	964	6,6 %	767	7,4 %
	En dollars US (233 \$ US en 2005 et 2004)	2026 à 2029	272	7,7 %	280	7,7 %
			2 258		2 105	
GTN⁽⁶⁾						
Débentures et billets non garantis (400 \$ US en 2005; 525 \$ US en 2004)						
		2010 à 2035	466	5,3 %	632	7,2 %
RÉSEAU DE FOOTHILLS⁽⁴⁾						
Billets de premier rang non garantis						
		2009 à 2014	400	4,9 %	400	4,9 %
PORTLAND⁽⁷⁾						
Billets de premier rang garantis						
	En dollars US (241 \$ US en 2005; 256 \$ US en 2004)	2018	281	5,9 %	308	5,9 %
AUTRES						
Billets à moyen terme ⁽⁴⁾						
	En dollars CA	2014 à 2030	542	5,9 %	592	6,2 %
	En dollars US (521 \$ US en 2005 et 2004)	2006 à 2025	607	6,9 %	627	6,9 %
Débentures subordonnées ⁽⁴⁾						
	En dollars US (57 \$ US en 2005 et 2004)	2006	66	9,1 %	68	9,1 %
Emprunts, débentures et billets non garantis ⁽³⁾⁽⁸⁾						
	En dollars US (1 014 \$ US en 2005; 1 119 \$ US en 2004)	2006 à 2034	1 180	4,8 %	1 346	5,0 %
			2 395		2 633	
			10 033		10 523	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an						
			393		774	
			9 640		9 749	

⁽¹⁾ L'encours est indiqué en millions de dollars CA; les montants libellés en monnaies autres que le dollar CA sont indiqués en millions.

- (2) Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. En raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : débetures subordonnées en dollars US, Autres – 9,0 % (9,0 % en 2004); et emprunts, débetures et billets non garantis en dollars US, Autres – 4,9 % (5,1 % en 2004).
- (3) En 2005, aux termes d'une entente conclue avec ses expéditeurs, TCPL a effectivement fixé le taux de change pour les débetures totalisant 600 millions de dollars US aux fins de la réglementation. La différence de change sur la dette à long terme au 31 décembre 2005 est de (2) millions de dollars, et elle est comprise dans les emprunts, débetures et billets non garantis en dollars US, Autres.
- (4) Dette à long terme de TCPL.
- (5) Dette à long terme de NOVA Gas Transmission Ltd., exclusion faite de deux billets à moyen terme détenus par TCPL : un billet de 300 millions de dollars (néant en 2004) et un billet de 233 millions de dollars (200 millions de dollars US) (241 millions de dollars en 2004 (200 millions de dollars US)).
- (6) Dette à long terme de Gas Transmission Northwest Corporation.
- (7) Dette à long terme de Portland.
- (8) Dette à long terme de TCPL, exclusion faite de 16 millions de dollars (44 millions de dollars en 2004) émis par Pipelines LP.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société s'établissent approximativement comme suit : 393 millions de dollars en 2006; 604 millions de dollars en 2007; 547 millions de dollars en 2008; 742 millions de dollars en 2009; et 416 millions de dollars en 2010.

Prospectus préalables

En date du 31 décembre 2005, la société pouvait émettre des débetures-billets à moyen terme d'un montant de 1,2 milliard de dollars aux termes d'un prospectus préalable de base au Canada, et elle pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 1 milliard de dollars US aux termes d'un prospectus préalable aux États-Unis. En janvier 2006, la société a émis pour 300 millions de dollars de billets à moyen terme comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,3 % aux termes de son prospectus préalable canadien.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

Obligations de première hypothèque sur le pipeline

L'acte de fiducie et d'hypothèque garantissant les obligations de première hypothèque sur le pipeline de la société limite les charges spécifiques et variables aux éléments d'actif constitués du réseau principal actuel et futur au Canada et aux contrats actuels et futurs de transport de gaz naturel de TCPL.

RÉSEAU DE L'ALBERTA

Débetures

Les débetures 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. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2005.

Billets à moyen terme

Des billets à moyen terme totalisant 50 millions de dollars comportent une disposition permettant aux porteurs de reporter de 2007 à 2027 l'échéance des billets à moyen terme. Si l'échéance était reportée, le taux d'intérêt serait majoré pour passer de 6,1 % à 7,0 %, et les billets à moyen terme deviendraient alors remboursables au gré de la société.

Charges financières

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Intérêts sur la dette à long terme	849	864	867
Intérêts sur la dette à court terme	23	7	16
Intérêts capitalisés	(24)	(11)	(9)
Amortissement et autres charges financières	(11)	–	4
	837	860	878

La société a effectué des paiements d'intérêt de 838 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (864 millions de dollars en 2004; 903 millions de dollars en 2003).

NOTE 10 DETTE À LONG TERME DES COENTREPRISES

	Dates de remboursement	2005		2004	
		Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾
Great Lakes					
Billets de premier rang non garantis (230 \$ US en 2005; 235 \$ US en 2004)	2011 à 2030	268	7,9 %	283	7,9 %
Bruce Power					
Obligations au titre des contrats de location- acquisition	2018	254	7,5 %		
Iroquois					
Billets de premier rang non garantis (165 \$ US en 2005; 151 \$ US en 2004)	2010 à 2027	192	7,5 %	182	7,5 %
Emprunt bancaire (25 \$ US en 2005; 36 \$ US en 2004)	2008	29	4,3 %	43	2,5 %
Trans Québec & Maritimes					
Obligations	2009 à 2010	138	6,0 %	143	7,3 %
Emprunt à terme	2010	29	3,5 %	29	3,2 %
S.E.C. Électricité⁽³⁾					
Billets de premier rang non garantis (58 \$ US en 2004)		–		70	5,9 %
Facilité de crédit		–		64	3,2 %
Emprunt à terme		–		2	11,3 %
Autres	2006 à 2012	68	6,1 %	77	5,8 %
		978		893	
Moins : tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an		41		85	
		937		808	

(1) Les montants indiqués dans l'encours représentent la quote-part de TCPL et sont exprimés en millions de dollars CA; les montants libellés en dollars US sont indiqués en millions.

(2) Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2005, en raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : emprunt bancaire d'Iroquois – 5,4 % (4,1 % en 2004).

(3) En août 2005, la société a vendu sa participation dans S.E.C. Électricité.

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 éléments d'actif de la coentreprise et ne s'applique pas aux droits et aux éléments d'actif de TCPL, sauf dans la mesure de sa participation.

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 : 34 millions de dollars en 2006; 20 millions de dollars en 2007; 20 millions de dollars en 2008; 78 millions de dollars en 2009; et 273 millions de dollars en 2010.

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 : 7 millions de dollars en 2006; 8 millions de dollars en 2007; 9 millions de dollars en 2008; 11 millions de dollars en 2009; et 13 millions de dollars en 2010.

Charges financières des coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Intérêts sur la dette à long terme	60	59	77
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-acquisition	3	–	–
Intérêts sur la dette à court terme et autres charges financières	1	2	1
Reports et amortissements	2	2	2
	66	63	80

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'établit à 62 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (58 millions de dollars en 2004; 71 millions de dollars en 2003).

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 3 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (néant en 2004 et en 2003).

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 d'un an et chacun des renouvellements subséquents, soit du deuxième au troisième, est pour une période de deux ans.

NOTE 11 MONTANTS REPORTÉS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004
Contrats d'instruments dérivés	212	135
Reports associés aux activités de couverture	72	53
Passifs réglementaires	597	392
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux	168	82
Produits reportés	42	58
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	33	36
Autres	72	27
	1 196	783

NOTE 12 ENTREPRISE RÉGLEMENTÉE

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

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 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. Conformément à la réglementation, les tarifs 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 majorés d'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 durant lequel les coûts en question ont été engagés.

Le réseau principal au Canada, le réseau de la Colombie-Britannique, le réseau de Foothills et le réseau de TransQuébec & Maritimes (TQM) sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Le réseau de l'Alberta est assujetti à la réglementation de l'EUB en vertu de la *Gas Utilities Act (Alberta)* et de la *Pipeline Act (Alberta)*. L'ONÉ et l'EUB assurent la réglementation de la construction, de l'exploitation, des droits et de la détermination des produits en ce qui a trait aux activités de transport de gaz naturel au Canada.

Réseau principal au Canada

En février 2005, TCPL et les expéditeurs utilisant son réseau principal au Canada ont négocié un règlement au sujet de tous les éléments de la tarification de 2005 pour le réseau principal au Canada (règlement de 2005). L'ONÉ a approuvé le règlement de 2005 en avril 2005. Aux termes du règlement de 2005, le coût en capital lié aux besoins en produits du réseau principal au Canada en 2005 et les droits en résultant ont été déterminés en fonction de la décision RH-2-2004 sur la deuxième phase de l'instance de 2004 au sujet du coût en capital de 2004 pour le réseau principal au Canada. La décision RH-2-2004 au sujet de la deuxième phase de l'instance prévoyait une augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires compris dans la structure du capital du réseau principal au Canada pour le faire passer de 33 % à 36 % à partir du 1^{er} janvier 2004. L'incidence de cette augmentation a été constatée en 2005. Le taux de rendement des capitaux propres du réseau principal au Canada demeure fondé sur la formule du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires adoptée lors de l'instance RH-2-94 sur le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinaires.

Le règlement de 2005 fixe les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour 2005 et les écarts entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration négociés et les coûts réels ont été à la charge de TCPL. Toutes les autres variations entre les coûts et les produits ont été comptabilisées selon la méthode du recouvrement des coûts. Le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires permis en 2005 était de 9,46 %.

Réseau de l'Alberta

Le réseau de l'Alberta est exploité aux termes du règlement au sujet des besoins en produits 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 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 fixes représentent les frais d'exploitation 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. Ces coûts ont été fixés pour chacun des exercices 2005, 2006 et 2007; tout écart entre les coûts fixes réels et ceux prévus sera inclus dans la détermination du bénéfice net de l'exercice durant 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 engagés 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 de l'avoir des actionnaires ordinaires à l'aide de la formule servant à déterminer le taux de rendement général annuel sur l'avoir des actionnaires ordinaires définie dans la décision 2004-052 de l'EUB sur les coûts en capital généraux en fonction d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % pour les trois exercices visés. Le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires permis en 2005 était de 9,50 %.

Autres gazoducs au Canada

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 le réseau de la Colombie-Britannique, le réseau de 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 l'exercice courant jusqu'à ce qu'un nouveau barème de taux 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. Le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires est fondé sur la formule du taux de rendement de l'avoir des actionnaires approuvée par l'ONÉ et adoptée lors de l'instance RH-2-94 sur le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinières, soit 9,46 % en 2005. Le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires compris dans la structure du capital pour chaque gazoduc était établi à 30 % pour 2005.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs détenus en totalité ou en partie par TCPL aux États-Unis, y compris Great Lakes, Iroquois, Portland Northern Border et Tuscarora Gas Transmission System sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act* de 1938 et de la *Natural Gas Policy Act* de 1978, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La *Natural Gas Act* de 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.

Réseau de Gas Transmission Northwest et réseau de North Baja

Les tarifs du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja ont été approuvés par la FERC. Ces deux réseaux sont exploités selon des modèles tarifaires fixes qui prévoient des tarifs maximaux et minimaux pour divers types de services stipulés par la FERC et aux termes desquels chacun des réseaux est autorisé à accorder des rabais ou à négocier les tarifs sans pratiques discriminatoires. Les tarifs généraux relativement à la capacité de la canalisation principale du réseau de Gas Transmission Northwest ont été revus pour la dernière fois dans le cadre d'une instance de la FERC en 1994. Le règlement tarifaire de 1994, qui déterminait les tarifs qui sont toujours en vigueur, a été approuvé par la FERC en 1996. Les tarifs relatifs à la capacité du réseau de North Baja ont été déterminés dans le décret initial de la FERC homologuant la construction et l'exploitation du gazoduc.

Portland

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

Actifs et passifs réglementaires

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Pertes non matérialisées sur instruments dérivés – réseau principal au Canada ⁽¹⁾	43	35	2 - 5
Pertes non matérialisées sur instruments dérivés – réseau de la Colombie-Britannique ⁽¹⁾	33	25	8
Variations de change – réseau de l'Alberta ⁽²⁾	32	33	24
Demande de paiement d'un entrepreneur – Trans Québec & Maritimes ⁽³⁾	–	16	s.o.
Dépenses préliminaires de la phase II – réseau de Foothills ⁽⁴⁾	23	25	10
Charges reportées sur les titres de créance rachetés – réseau de Gas Transmission Northwest ⁽⁵⁾	14	6	4 - 20
Obligations transitoires au titre des autres régimes d'avantages sociaux – réseau principal au Canada ⁽⁶⁾	10	11	11
Autres	28	23	3 - 11
Total des actifs réglementaires (autres actifs)	183	174	
Passifs réglementaires			
Passif réglementaire au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁽⁷⁾	273	146	1
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau principal au Canada ⁽²⁾	202	153	2 - 42
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau de l'Alberta ⁽²⁾	59	36	7 - 24
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau de la Colombie-Britannique ⁽²⁾	20	16	8
Avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite – réseau de Gas Transmission Northwest ⁽⁸⁾	17	15	s.o.
Autres	26	26	s.o.
Total des passifs réglementaires (montants reportés)	597	392	

(1) Les pertes non matérialisées sur les instruments dérivés représentent la position nette à la juste valeur des gains et des pertes sur les swaps de devises et les swaps d'intérêts utilisés comme couvertures économiques. Les swaps de devises ont trait aux titres de créance libellés en monnaie étrangère visant le réseau principal au Canada et le réseau de la Colombie-Britannique. Les swaps de taux d'intérêt pour la canalisation principale au Canada ont été conclus en raison du programme de gestion des taux d'intérêt 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. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les PCGR du Canada exigeraient que ces pertes à la juste valeur soient incluses dans les résultats d'exploitation, car elles n'ont pas été documentées en tant que couvertures aux fins comptables. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts de 2005 auraient été de 8 millions de dollars inférieurs pour le réseau principal au Canada et pour le réseau de la Colombie-Britannique.

(2) Le compte de réserve à l'égard du change pour le 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. Pour chaque exercice, le gain estimatif (la perte estimative) sur la dette libellée en monnaie étrangère est amorti sur la durée résiduelle jusqu'à l'échéance des titres de créance libellés en dollars US en vigueur dont l'échéance est la plus éloignée. La détermination des droits pour l'exercice tient compte de la dotation aux amortissements annuelle. L'effet des variations de change sur la dette à long terme pour le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et le réseau de la Colombie-Britannique représente 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 (pertes) de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres de créance libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts dans la détermination des droits futurs. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les PCGR exigeraient que ces gains ou pertes non matérialisés soient inclus au bilan ou à l'état des résultats si le titre de créance en monnaie étrangère est désigné en tant que couverture du placement net de la société dans des établissements étrangers.

(3) Au 31 décembre 2004, Trans Québec & Maritimes avait reporté 32 millions de dollars relativement à la demande de paiement d'un entrepreneur au sujet de dépassements de coûts dans le cadre d'un projet de prolongement jusqu'à Portland. La quote-part de TCPL du montant reporté s'établissait à 16 millions de dollars. En 2005, l'ONÉ a approuvé la demande tarifaire déposée par Trans Québec & Maritimes pour 2005, ce qui a permis de capitaliser ce montant en 2005. Ce montant aurait été capitalisé en vertu des PCGR.

(4) Les dépenses préliminaires de la phase II représentent les coûts engagés par le réseau de 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. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, ces coûts auraient dû être passés en charges pendant l'exercice durant lequel ils sont engagés selon les PCGR, ce qui aurait fait augmenter de 2 millions de dollars les résultats d'exploitation avant les impôts de 2005.

(5) Les charges reportées sur les titres de créance rachetés comprennent les coûts d'émission des titres de créance non amortis ainsi que les primes ou les escomptes sur les titres de créance du réseau de Gas Transmission Northwest rachetés avant leur date d'échéance initiale, ainsi que les coûts engagés ou les gains matérialisés au rachat de ces titres de créance. Ces montants continuent d'être amortis sur la durée initiale des titres

de créance rachetés. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les PCGR exigeraient que ces coûts soient inclus dans les résultats d'exploitation dans la mesure où les titres de créance n'ont pas été renégociés. Par conséquent, les résultats d'exploitation avant les impôts de 2005 sont de 8 millions de dollars supérieurs au chiffre qui aurait été déclaré en l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs.

- (6) L'actif réglementaire relativement aux obligations transitoires au titre des autres régimes d'avantages sociaux est amorti sur une période de 17 ans à partir du 1^{er} janvier 2000. L'amortissement prendra fin le 31 décembre 2016, date à laquelle l'obligation transitoire aura été entièrement récupérée par le truchement de la tarification. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 1 million de dollars supérieurs.
- (7) Le passif réglementaire au titre de l'exploitation et du service de la dette représente 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. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les PCGR pourraient exiger que ces variations soient incluses dans les résultats d'exploitation de l'exercice durant lequel les variations ont eu lieu. En 2005, les résultats d'exploitation avant les impôts correspondent au chiffre qui aurait été inscrit en l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs.
- (8) Dans les tarifs du réseau de Gas Transmission Northwest, un montant a été récupéré au titre des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite. Le passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les tarifs et le montant des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite passé en charges en vertu des PCGR. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les PCGR exigeraient que ce montant soit inclus dans les résultats d'exploitation et les résultats d'exploitation avant les impôts de 2005 auraient été de 2 millions de dollars supérieurs à ceux déclarés.

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 selon les PCGR, cette méthode est également utilisée aux 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. En l'absence de comptabilité en fonction de la réglementation des tarifs, les PCGR exigeraient la constatation de passifs d'impôts futurs. Si la méthode du report d'impôts variables avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 619 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2005 (1 692 millions de dollars en 2004). Dans le cas des établissements de transport de gaz aux États-Unis, la méthode du report d'impôts variables est utilisée aux fins comptables et aux fins de la tarification; selon cette méthode, des actifs et 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 assiette 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 courant comprennent une provision pour les impôts calculée selon la méthode du report d'impôts variables. Par conséquent, aucun actif ni aucun passif réglementaire connexe n'a été constaté.

NOTE 13 TITRES PRIVILÉGIÉS

Les titres privilégiés 8,25 % de la société, d'un montant de 460 millions de dollars US (536 millions de dollars en 2005; 554 millions de dollars en 2004), sont rachetables à leur valeur nominale par la société en tout temps. La société peut choisir de reporter les paiements d'intérêt sur les titres privilégiés et de régler l'intérêt reporté au comptant ou en actions ordinaires.

NOTE 14 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>	2005	2004
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	318	235
Autres	76	76
	394	311

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>	2005	2004	2003
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	52	46	43
Autres	10	10	2
	62	56	45

Au 31 décembre 2005, la participation sans contrôle dans PipeLines LP est de 86,6 %. Les autres participations sans contrôle au 31 décembre 2005 comprennent la participation sans contrôle de 38,3 % dans Portland. TCPL a tiré des produits d'exploitation de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2004; 1 million de dollars en 2003) et 6 millions de dollars (4 millions de dollars en 2004; néant en 2003) pour les services fournis respectivement à PipeLines LP et à Portland durant l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

NOTE 15 ACTIONS PRIVILÉGIÉES

<i>Aux 31 décembre</i>	Nombre d'actions	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2005	2004
	(en milliers)			(en millions de dollars)	(en millions de dollars)
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				389	389

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises 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, la société pourra racheter ces actions au prix de 50 \$ l'action.

NOTE 16 ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2003	479 502	4 614
Levée d'options	1 166	18
En circulation aux 31 décembre 2003 et 2004	480 668	4 632
Émission en contrepartie d'espèces ou de quasi-espèces	2 676	80
En circulation au 31 décembre 2005	483 344	4 712

Actions ordinaires émises et en circulation

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

Restrictions quant aux dividendes

Certaines dispositions dont sont assorties les actions privilégiées, les titres privilégiés 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 2005, aux termes des dispositions les plus restrictives, la société disposait d'un montant d'environ 1,6 milliard de dollars pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires.

NOTE 17 GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La société émet des titres de créance à court et à long terme, elle achète et vend des produits énergétiques de base, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. Par conséquent, elle doit assumer des risques découlant de la fluctuation des taux d'intérêt, des prix des produits énergétiques de base et des taux de change. La société a recours à des instruments dérivés pour gérer les risques résultant de ces activités.

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.

Investissement net dans des établissements étrangers

Aux 31 décembre 2005 et 2004, la société possédait des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes dont la monnaie fonctionnelle est le dollar US, ce qui l'expose au risque lié aux variations des taux de change. La société a recours à des titres de créance et à des

instruments dérivés libellés en dollars US pour couvrir le montant net du risque de change, après les impôts. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer ce risque est présentée dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) Aux 31 décembre (en millions de dollars)		2005		2004	
		Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2006 et 2012)	Éléments de couverture	119	450 US	95	400 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2006)	Éléments de couverture	5	525 US	(1)	305 US
Options sur dollars US (échéant en 2006)	Éléments de couverture	–	60 US	1	100 US

Rapprochement des (pertes) gains de change

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Solde aux 1 ^{er} janvier	(71)	(40)
Perte à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère ⁽¹⁾	(21)	(39)
Gains sur les instruments dérivés	23	52
Impôts sur les bénéfices	(21)	(44)
Solde aux 31 décembre	(90)	(71)

⁽¹⁾ Le chiffre de 2005 comprend des gains de 80 millions de dollars (101 millions de dollars en 2004) liés aux titres de créance libellés en devises et désignés comme des éléments de couverture.

Gains (pertes) de change

Les gains de change compris dans le poste Autres charges (produits) de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'établissent à 19 millions de dollars (6 millions de dollars en 2004; néant en 2003).

Gestion du change et des taux d'intérêt

Le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et le réseau de la Colombie-Britannique sont exposés au risque de change et au risque de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés libellés en devises et à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes matérialisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les

expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance. Les détails au sujet des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	2005		2004	
		Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
Change					
Swaps de devises (échéant entre 2010 et 2013)	Éléments autres que de couverture	(86)	363/257 US	(69)	363/257 US
Taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt En dollars CA (échéant entre 2007 et 2008)	Éléments de couverture	4	100	7	145
(échéant entre 2006 et 2009)	Éléments autres que de couverture	7	374	9	374
		<u>11</u>		<u>16</u>	
En dollars US (échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	5	100 US	7	100 US

La société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt liés à ses autres entreprises en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Les détails au sujet des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	2005		2004	
		Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
Change					
Options (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	1	195 US	2	255 US
Contrats de change à terme (échéant en 2006)	Éléments de couverture	2	29 US	–	–
(échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	1	208 US	1	129 US
Taux d'intérêt					
Options	Éléments autres que de couverture	–	–	–	50 US
Swaps de taux d'intérêt En dollars CA (échéant entre 2007 et 2009)	Éléments de couverture	1	100	4	100
(échéant entre 2006 et 2011)	Éléments autres que de couverture	1	423	5	485
		<u>2</u>		<u>9</u>	
En dollars US (échéant en 2013)	Éléments de couverture	–	50 US	3	375 US
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	18	550 US	22	500 US
		<u>18</u>		<u>25</u>	

Certaines coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés pour gérer les risques liés aux taux d'intérêt. La quote-part revenant à la société de la juste valeur des instruments dérivés en vigueur au 31 décembre 2005 est de néant (1 million de dollars en 2004).

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. La juste valeur et les volumes de référence des contrats sur écarts ainsi que pour les swaps, les contrats à terme, les options et les contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après.

Électricité

Actif (passif)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	2005	2004
		Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	(130)	7
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	13	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	17	(39)
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	(11)	(2)
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	–	(1)

Volumes de référence

31 décembre 2005	Traitement comptable	Électricité (GWh) ⁽¹⁾		Gaz (Gpi ³) ⁽¹⁾	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2006 et 2011)	Éléments de couverture	2 566	7 780	–	–
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 332	456	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2006 et 2016)	Éléments de couverture	–	–	91	69
(échéant entre 2006 et 2008)	Éléments autres que de couverture	–	–	15	18
Contrats de rendement thermique (échéant en 2006)	Éléments autres que de couverture	–	35	–	–
31 décembre 2004					
Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	3 314	7 029	–	–
	Éléments autres que de couverture	438	–	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	–	–	80	84
	Éléments autres que de couverture	–	–	5	8
Contrats de rendement thermique	Éléments autres que de couverture	–	229	2	–

⁽¹⁾ En gigawatts-heure (GWh); en milliards de pieds cubes (Gpi³).

Certaines coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant l'électricité pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. La quote-part revenant à la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité en vigueur au 31 décembre 2005 est de (38) millions de dollars (néant en 2004), et elle a trait à des contrats portant sur la période allant de 2006 à 2008. La quote-part revenant à la société des volumes des ventes de référence liée à ce risque au 31 décembre 2005 s'établit à 2 058 GWh (néant en 2004).

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur de l'encaisse 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 de la dette à long terme, de la dette à long terme des coentreprises et des titres privilégiés est déterminée en fonction des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005		2004	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme				
Réseau principal au Canada	4 233	5 327	4 445	5 473
Réseau de l'Alberta	2 258	2 858	2 105	2 668
GTN	466	470	632	627
Réseau de Foothills	400	415	400	413
Portland	281	292	308	328
Autres	2 395	2 486	2 633	2 731
Dette à long terme des coentreprises	978	1 101	893	1 003
Titres privilégiés	536	554	554	572

La juste valeur n'est présentée qu'à titre indicatif; elle n'est pas reflétée dans les bilans consolidés.

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie à un instrument dérivé en rapport avec lequel la société a un gain non matérialisé ne s'acquitte pas de ses obligations aux termes du contrat. Ce risque de crédit est réduit au minimum du fait que la société utilise des techniques de gestion du crédit éprouvées, y compris des procédés d'évaluation en bonne et due forme, des exigences contractuelles et de garanties, des accords de compensation cadre ainsi que des limites de l'exposition au risque de crédit. Au 31 décembre 2005, dans le cas des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une contrepartie donnée s'élèvent respectivement à 127 millions de dollars et à 44 millions de dollars. Au 31 décembre 2005, dans le cas des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une contrepartie donnée s'élèvent respectivement à 63 millions de dollars et à 39 millions de dollars.

NOTE 18 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**Provision pour impôts sur les bénéfices**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Exigibles			
Canada	499	373	243
Pays étrangers	51	41	41
	550	414	284
Futurs			
Canada	(46)	34	183
Pays étrangers	106	43	47
	60	77	230
	610	491	514

Répartition géographique du bénéfice

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Canada	1 315	1 205	1 058
Pays étrangers	587	342	324
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 902	1 547	1 382

Rapprochement de la charge fiscale

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	1 902	1 547	1 382
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	33,6 %	33,9 %	36,7 %
Charge fiscale prévue	639	524	507
Différence d'impôts sur les bénéfices liée aux activités réglementées	71	62	29
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	2	2	(2)
Impôt des grandes sociétés	15	21	28
Taux d'imposition effectif inférieur sur la participation au bénéfice de sociétés affiliées	(29)	(24)	(27)
Tranche non imposable des gains à la vente d'actifs	(68)	(66)	–
Variation de la provision pour moins-value	–	(7)	(3)
Autres	(20)	(21)	(18)
Charge fiscale réelle	610	491	514

Actifs et passifs d'impôts futurs

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004
Charges reportées	119	71
Produits reportés	11	18
Crédits d'impôt minimum de remplacement	–	10
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	1	7
Autres	43	72
	174	178
Moins : provision pour moins-value	14	17
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	160	161
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	637	456
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	131	114
Gains de change non matérialisés sur la dette à long terme	68	45
Autres	27	55
Passifs d'impôts futurs	863	670
Montant net des passifs d'impôts futurs	703	509

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 61 millions de dollars au 31 décembre 2005 (57 millions de dollars en 2004).

Versements d'impôts sur les bénéfices

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, un montant de 530 millions de dollars a été versé au titre des impôts sur les bénéfices (419 millions de dollars en 2004; 220 millions de dollars en 2003).

NOTE 19 BILLETTS À PAYER

	2005		2004	
	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
En dollars CA	765	3,4 %	546	2,6 %
En dollars US (169 \$ US en 2005)	197	4,5 %	–	–
	<u>962</u>		<u>546</u>	

⁽¹⁾ L'encours est indiqué en dollars CA; les montants libellés en monnaies autres que le dollar CA sont indiqués en millions.

Les billets à payer regroupent le papier commercial et les montants prélevés sur les lignes de crédit. Au 31 décembre 2005, la société disposait de facilités de crédit totalisant 2,0 milliards de dollars à l'appui de son programme de papier commercial et à d'autres fins générales. De ce total, un montant de 1,5 milliard de dollars représente une facilité de crédit consortiale consentie d'une durée de cinq ans. Cette facilité est renouvelable, et elle peut être reportée chaque année. En décembre 2005, la facilité a été reportée jusqu'en décembre 2010. Le reste des montants représente des facilités remboursables sur demande ou qui ne peuvent être reportées.

Au 31 décembre 2005, la société avait affecté environ 271 millions de dollars du total de ses lignes de crédit à des lettres de crédit et à l'appui de ses ententes commerciales. 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. Les frais que la société a engagés pour maintenir le solde inutilisé de ces lignes de crédit pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2005 se sont élevés à 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2004).

NOTE 20 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2005, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors services d'immobilisations de l'entreprise de transport de gaz s'élevaient à 46 millions de dollars (48 millions de dollars en 2004), montant calculé en fonction d'un taux d'inflation variant de 2 % à 3 % par année. La juste valeur estimative de ce passif s'établit à 12 millions de dollars (12 millions de dollars en 2004) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,5 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2005, le moment prévu du paiement en règlement des obligations varie de 12 à 24 ans. Aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement aux actifs de l'entreprise de transport de gaz naturel assujettis à la réglementation, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable étant donné que l'envergure et le calendrier des travaux de mise hors service d'immobilisations ne peuvent être établis avec certitude. 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.

Au 31 décembre 2005, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors services d'immobilisations de l'entreprise d'électricité se montent à 95 millions de dollars (128 millions de dollars en 2004), montant calculé en fonction d'un taux d'inflation variant de 2 % à 3 % par année. La juste valeur estimative de ce passif s'établit à 21 millions de dollars (24 millions de dollars en 2004) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,5 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2005, le moment prévu du paiement en règlement des obligations varie de 13 à 28 ans.

Dans le cas des actifs de production hydroélectrique, puisqu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, en raison de l'impossibilité de déterminer l'envergure et le calendrier des travaux de mise hors service d'immobilisations, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Dans le cas des actifs nucléaires de 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.

Rapprochement des obligations liées à la mise hors service des immobilisations

<i>(en millions de dollars)</i>	Transport de gaz	Électricité	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2003	2	6	8
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	–	1	1
Solde au 31 décembre 2003	2	7	9
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	9	21	30
Suppression de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité	–	(5)	(5)
Charge de désactualisation	1	1	2
Solde au 31 décembre 2004	12	24	36
Révisions des durées de vie et des flux de trésorerie estimatifs	(1)	1	–
Vente de S.E.C. Électricité	–	(5)	(5)
Charge de désactualisation	1	1	2
Solde au 31 décembre 2005	12	21	33

NOTE 21 AVANTAGE 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 d'activité des employés, durée qui est d'environ 11 ans.

La société offre également à ses employés 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 d'espérance de vie des anciens employés, durée qui est d'environ 12 ans au 31 décembre 2005.

En 2005, la société a passé en charges un montant de 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2004; 1 million de dollars en 2003) 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 74 millions de dollars en 2005 (89 millions de dollars en 2004).

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, aux 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 2006, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2007.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	1 100	960	123	106
Coût des services rendus au cours de l'exercice	32	28	3	3
Intérêts débiteurs	63	58	7	7
Cotisations des employés	3	2	–	–
Prestations versées	(60)	(66)	(6)	(4)
Perte actuarielle (gain actuariel)	149	46	21	(12)
Variations du taux de change	(3)	–	–	–
Compression	(2)	–	–	–
Acquisition	–	72	–	23
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	1 282	1 100	148	123
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	970	799	26	–
Rendement réel des actifs des régimes	119	97	2	1
Cotisations de l'employeur	67	84	5	4
Cotisations des employés	3	2	–	–
Prestations versées	(60)	(66)	(6)	(4)
Variations du taux de change	(3)	–	–	–
Acquisition	–	54	–	25
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	1 096	970	27	26
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(186)	(130)	(121)	(97)
Perte actuarielle nette non amortie	331	255	45	25
Coûts non amortis au titre des services passés	36	39	8	7
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value	181	164	(68)	(65)

(L'actif) le passif au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant, est présenté dans les bilans de la société comme suit :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Autres éléments d'actif	268	224	4	3
Créditeurs	(70)	(42)	(7)	(5)
Montants reportés	(17)	(18)	(65)	(63)
Total	181	164	(68)	(65)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnées en fin d'exercice.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Obligation au titre des prestations constituées	(1 263)	(1 084)	(124)	(100)
Juste valeur des actifs des régimes	1 075	952	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(188)	(132)	(124)	(100)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2006, la société prévoit que ses cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 95 millions de dollars, alors que ses cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 7 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
2006	58	6
2007	59	7
2008	62	7
2009	64	8
2010	67	8
Période de 2011 à 2015	378	44

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	
	2005	2004	2005	2004
Taux d'actualisation	5,00 %	5,75 %	5,15 %	6,00 %
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		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Taux d'actualisation	5,75 %	6,00 %	6,25 %	6,00 %	6,25 %	6,50 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,90 %	6,90 %	7,25 %	7,20 %		
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %	3,75 %			

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 attentes futures sur le niveau et la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition de l'actif 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 aux prestations prévues 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 9,0 % pour 2006. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5,0 % en 2015 et demeurer à ce niveau par la suite. L'incidence d'une augmentation ou d'une diminution 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	18	(16)

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		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Coût des services rendus au cours de l'exercice	32	28	25	3	3	2
Intérêts débiteurs	63	58	52	7	7	6
Rendement réel des actifs des régimes	(119)	(97)	(89)	(2)	(1)	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	149	46	66	21	(12)	7
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	125	35	54	29	(3)	15
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	54	39	38	–	1	–
Différence entre la perte actuarielle constatée et la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	(131)	(32)	(58)	(20)	13	(6)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	3	3	3	1	–	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Coût net des prestations constaté	51	45	37	12	13	12

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

Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2005	2004	2005
Titres de créance	43 %	44 %	35 % à 60 %
Titres de participation	57 %	56 %	40 % à 65 %
	100 %	100 %	

Les titres de créance comprennent la dette à long terme de la société, soit 3 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) aux 31 décembre 2005 et 2004. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 5 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) et de 3 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2005 et 2004.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. Les politiques d'investissement des régimes consistent 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, soit 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 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 4 millions de dollars en 2005 (1 million de dollars en 2004).

Au 31 décembre de chaque exercice, les coentreprises de la société évaluent, aux fins comptables, leurs 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 2006, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2007.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	45	47	2	2
Coût des services rendus au cours de l'exercice	4	1	1	–
Intérêts débiteurs	7	3	1	–
Cotisations des employés	–	–	–	–
Prestations versées	(3)	(3)	–	–
Perte actuarielle	17	–	2	–
Variations du taux de change	(1)	(3)	–	–
Bruce B ⁽¹⁾	610	–	75	–
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	679	45	81	2
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	57	56	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	18	7	–	–
Cotisations de l'employeur	4	1	–	–
Cotisations des employés	–	–	–	–
Prestations versées	(3)	(3)	–	–
Variations du taux de change	(1)	(4)	–	–
Bruce B ⁽¹⁾	510	–	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	585	57	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(94)	12	(81)	(2)
Perte actuarielle nette non amortie (gain actuariel net non amorti)	125	14	(5)	1
Coûts non amortis au titre des services passés	1	–	–	–
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value	32	26	(86)	(1)

⁽¹⁾ La société consolide proportionnellement et prospectivement sa participation de 31,6 % dans Bruce B depuis le 31 octobre 2005.

(L'actif) le passif au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant, est présenté dans les bilans de la société comme suit :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Autres éléments d'actif	32	26	–	–
Montants reportés	–	–	(86)	(1)
Total	32	26	(86)	(1)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnées en fin d'exercice.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Obligation au titre des prestations constituées	(645)	(5)	(81)	(2)
Juste valeur des actifs des régimes	534	4	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(111)	(1)	(81)	(2)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2006, les coentreprises de la société prévoient que leurs cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 27 millions de dollars, alors que leurs cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 2 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
2006	11	2
2007	13	2
2008	16	2
2009	20	3
2010	24	3
Période de 2011 à 2015	172	21

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	
	2005	2004	2005	2004
Taux d'actualisation	5,30 %	5,75 %	5,15 %	5,75 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	4,00 %		

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		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Taux d'actualisation	6,20 %	6,00 %	6,75 %	6,25 %	6,00 %	6,75 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	7,40 %	8,50 %	8,80 %			
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	4,00 %	4,00 %			

L'incidence d'une augmentation ou d'une diminution 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	7	(6)

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 (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Coût des services rendus au cours de l'exercice	4	1	1	1	–	–
Intérêts débiteurs	7	3	3	1	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	(18)	(7)	(7)	–	–	–
Perte actuarielle	17	–	4	2	–	–
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	10	(3)	1	4	–	–
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	9	2	2	–	–	–
Différence entre la perte actuarielle constatée et la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	(16)	1	(4)	(3)	–	–
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	–	–	–	–	–	–
Coût net des prestations constaté par les coentreprises	3	–	(1)	1	–	–

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

Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2005	2004	2005
Titres de créance	30 %	38 %	30 % à 40 %
Titres de participation	70 %	62 %	60 % à 70 %
	100 %	100 %	

Les titres de créance comprennent la dette à long terme de la société d'un montant de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de néant respectivement aux 31 décembre 2005 et 2004. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 5 millions de dollars (0,9 % du total des actifs des régimes) et de néant respectivement aux 31 décembre 2005 et 2004.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. Les politiques d'investissement des régimes consistent 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 22 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2005	2004	2003
(Augmentation) diminution des débiteurs	(100)	15	98
(Augmentation) diminution des stocks	(50)	–	15
(Augmentation) diminution des autres éléments d'actif à court terme	(1)	24	28
Augmentation (diminution) des créditeurs	98	(4)	(46)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	5	(7)	(2)
	(48)	28	93

NOTE 23 ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES**Engagements****Contrats d'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
2006	46	(12)	34
2007	52	(12)	40
2008	54	(12)	42
2009	54	(11)	43
2010	53	(11)	42

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2011. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement de cinq 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 17 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (7 millions de dollars en 2004; 2 millions de dollars en 2003).

Bruce Power

Le tableau ci-après fait état de la part de TCPL dans les engagements de Bruce A envers des tiers pour les cinq prochains exercices pour la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs, la prolongation de la durée d'exploitation du troisième réacteur grâce au remplacement des chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin et le remplacement des chaudières à vapeur du quatrième réacteur.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

2006	322
2007	311
2008	142
2009	69
2010	–
	844

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. Le projet donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Ces coûts étaient initialement évalués à environ 90 millions de dollars, mais compte tenu des retards subis dans le cadre du projet, des audiences réglementaires qui se prolongeront indéfiniment et de la période prévue pour en arriver à la décision de construire le gazoduc, la société prévoit actuellement que cette part atteindra environ 145 millions de dollars. Au 31 décembre 2005, TCPL avait fourni 87 millions de dollars aux termes de ce prêt (60 millions de dollars en 2004), montant qui est compris dans le poste Autres actifs. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet.

Éventualités

En 2003, la Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations 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 présumément subis du fait qu'ils se soient vu imposer une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres de la canalisation, conformément à l'article 112 de la Loi sur l'Office national de l'énergie. La société croit que la demande n'est pas fondée et elle se défendra vigoureusement. La société n'a constitué aucune provision pour un passif éventuel. Tout passif, s'il en est, serait traité par le truchement du processus de réglementation.

La société 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 résolution n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

La société, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (BPC) ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de vente d'électricité, aux permis d'exploitation, au contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de 2007 à 2018.

Dans le cadre de la restructuration de Bruce Power, y compris la création de Bruce A et l'engagement de remettre à neuf et en service les réacteurs de Bruce A, la société et BPC ont garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A relativement à l'accord de remise à neuf conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario et aux accords de partage des coûts et de sous-location conclus avec Bruce B. À l'heure actuelle, les garanties échoient entre 2018 et 2019.

Au 31 décembre 2005, la quote-part de TCPL du risque découlant des garanties de Bruce B était évaluée à environ 652 millions de dollars, sur un maximum calculé de 758 millions de dollars. La valeur comptable actuelle du passif lié à ces garanties est de néant et sa juste valeur est d'environ 17 millions de dollars.

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 133 millions de dollars US de TransGas émis dans le public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de l'accord, la société 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 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.

Dans le cadre de l'acquisition de GTN, une tranche de 241 millions de dollars US du prix d'achat a été déposée dans le compte de mise en main tierce. Au 31 décembre 2005, un montant de 54 millions de dollars US se trouvait toujours dans le compte de mise en main tierce. Les fonds entiers représentent la valeur nominale totale de l'obligation éventuelle conformément à certaines garanties de GTN, et ils serviront à régler l'obligation de GTN aux termes des garanties désignées.

NOTE 24 ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le conseil d'administration a approuvé au cours d'exercices antérieurs des plans visant la cession de l'entreprise d'activités internationales de la société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada, de son entreprise de commercialisation du gaz et de certaines autres entreprises. Le bénéfice net découlant des activités abandonnées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 était de néant (52 millions de dollars en 2004, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 27 millions de dollars; 50 millions de dollars en 2003, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 29 millions de dollars). Les créateurs au 31 décembre 2005 comprennent le reste de la provision pour les pertes liées aux activités abandonnées, soit 51 millions de dollars (55 millions de dollars en 2004).

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES SIX DERNIERS EXERCICES

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2005	2004	2003	2002	2001	2000
États des résultats						
Produits	6 124	5 497	5 636	5 225	5 285	4 384
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 230	1 000	823	769	708	663
Bénéfice net	1 230	1 052	873	769	641	724
Résultats par secteur						
Transport de gaz	684	586	622	653	585	623
Électricité	561	396	220	146	168	85
Siège social	(37)	(4)	(41)	(52)	(67)	(80)
Activités poursuivies	1 208	978	801	747	686	628
Activités abandonnées	–	52	50	–	(67)	61
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	1 208	1 030	851	747	619	689
États des flux de trésorerie						
Fonds provenant de l'exploitation	1 950	1 701	1 822	1 843	1 625	1 484
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(48)	28	93	92	(487)	437
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	1 902	1 729	1 915	1 935	1 138	1 921
Dépenses en immobilisations et acquisitions	2 071	2 046	965	851	1 082	1 144
Dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	608	574	532	488	440	458
Bilans						
Actifs						
Immobilisations corporelles						
Transport de gaz	16 774	17 385	16 122	16 158	16 562	16 937
Électricité	3 237	1 342	1 310	1 340	1 116	776
Siège social	27	37	50	64	66	111
Total de l'actif	24 113	22 421	20 884	20 555	20 531	25 245
Structure du capital						
Dettes à long terme	9 640	9 749	9 516	8 899	9 444	10 008
Dettes à long terme des coentreprises	937	808	741	1 193	1 262	1 280
Titres privilégiés	536	554	598	944	950	1 208
Actions privilégiées	389	389	389	389	389	389
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	7 164	6 484	6 044	5 747	5 426	5 211

	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Données par action ordinaire (en dollars)						
Bénéfice net – de base						
Activités poursuivies	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	0,11	0,11	–	(0,14)	0,13
	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$
Bénéfice net – dilué						
Activités poursuivies	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,55 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	0,11	0,11	–	(0,14)	0,13
	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,55 \$	1,30 \$	1,45 \$
Dividendes déclarés	1,23 \$	1,17 \$	1,08 \$	1,00 \$	0,90 \$	0,80 \$
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 \$
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif, série Y	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Ratios financiers						
Ratio du bénéfice sur les charges fixes ⁽¹⁾	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 (y compris les intérêts capitalisés) engagées par la société.

Dirigeants



Harold N. Kvisle
Président et chef
de la direction



Alexander J. Pourbaix
Vice-président directeur,
Électricité



Albrecht W.A. Bellstedt, c.r.
Vice-président directeur,
Affaires juridiques et chef
de contentieux



Sarah E. Raiss
Vice-présidente directrice,
Services généraux



Russell K. Girling
Vice-président directeur,
Expansion des affaires
et chef des finances



Ronald J. Turner
Vice-président directeur,
Transport de gaz



Dennis J. McConaghy
Vice-président directeur,
Développement de
projets gaziers



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

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

- les entreprises de transport de gaz naturel et d'électricité de la société
- les projets et initiatives de la société
- la responsabilité sociale
- la gouvernance de l'entreprise
- les services à l'intention des investisseurs

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

David Moneta, Directeur, Relations avec les investisseurs au 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

Prière de recycler



Imprimé au Canada Mars 2006



Notre objectif :

Devenir le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord en concentrant nos activités sur le transport de gaz naturel et la production d'électricité dans les régions où nous profitons d'importants avantages concurrentiels.

Notre stratégie :

- Assurer la croissance de l'entreprise nord-américaine de transport de gaz
- Maximiser la valeur à long terme des actifs de transport de gaz actuels
- Assurer la croissance de l'entreprise nord-américaine d'électricité
- Tendre vers l'excellence opérationnelle
- Maximiser la capacité concurrentielle, les occasions et options ainsi que la valeur durable de TransCanada

