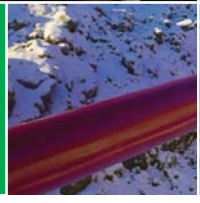
TRANSCANADA CORPORATION **RAPPORT ANNUEL 2006**

Croissance soutenue

Valeur durable



TransCanada

Du possible au réel

En 2000, TransCanada s'est tournée vers ses entreprises essentielles – le transport de gaz naturel et la production d'électricité. Depuis, nous avons saisi les occasions de relier et de créer de nouveaux approvisionnements énergétiques. Nous avons assuré la croissance de nos entreprises essentielles principalement grâce à des acquisitions et à la réalisation de projets entièrement nouveaux.

Aujourd'hui, la société est un chef de file des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord et, forte d'un portefeuille d'actifs de premier ordre, elle est bien placée pour saisir les occasions de croissance future.

Le réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada s'étend sur plus de 59 000 kilomètres (36 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord.

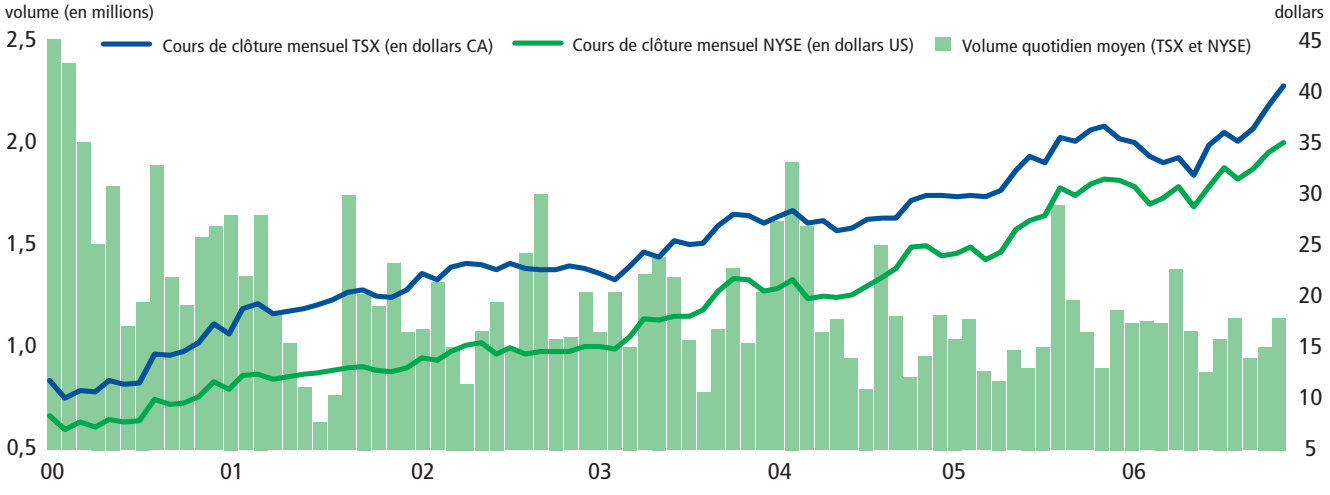
TransCanada est également l'un des plus importants fournisseurs nord-américains de services de stockage de gaz naturel et de services connexes, avec une capacité de stockage d'environ 360 milliards de pieds cubes.

Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 7 700 mégawatts d'électricité dans des centrales alimentées à l'énergie nucléaire, au gaz naturel, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et au charbon.

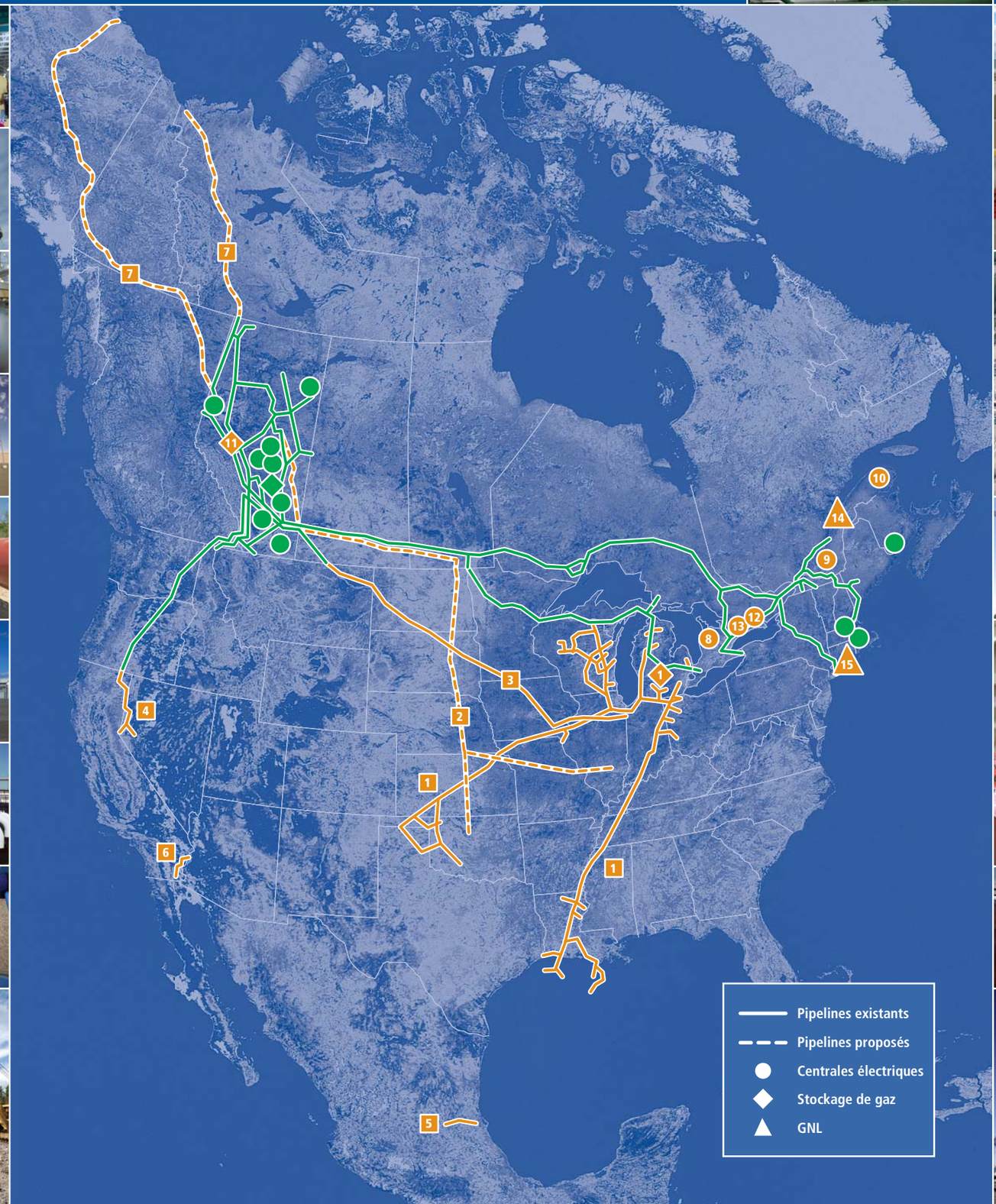
Nos investissements depuis 2000 ont été de l'ordre de 11 milliards de dollars, et nous continuons de rechercher des occasions de capter et de transporter de nouveaux approvisionnements par le truchement de nos entreprises essentielles et de nos projets complémentaires dans les secteurs des oléoducs et du gaz naturel liquéfié. Nous avons cerné des projets prometteurs qui nous permettront d'investir plus de 4 milliards de dollars au cours des trois prochaines années. À la suite de l'acquisition d'American Natural Resources Company, d'ANR Storage Company et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes Gas Transmission, nos investissements de capitaux devraient être supérieurs à 8 milliards de dollars durant la même période.

L'exploitation rigoureuse, sécuritaire, fiable et responsable de nos entreprises, alliée à nos projets de croissance, a permis à la société de produire une valeur appréciable pour ses actionnaires.

Cours de clôture mensuel et volume TSX et NYSE 2000 – 2006



Saisir les occasions : projets et initiatives clés en 2006 et par la suite



1 **1** **ANR** – En février 2007, TransCanada a fait l'acquisition d'American Natural Resources Company, d'ANR Storage Company et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes Transmission. Parallèlement, TC PipeLines, LP s'est portée acquéreur d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes.

2 **Pipeline Keystone** – TransCanada a fait des progrès marqués dans le cadre de son projet d'oléoduc de 2 960 kilomètres et de 2,1 milliards de dollars US, notamment l'obtention de contrats fermes à long terme avec les expéditeurs, l'établissement de solides relations avec les collectivités situées le long du tracé proposé et le dépôt d'importantes demandes auprès des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis.

3 **Pipeline Northern Border** – En avril 2007, TransCanada deviendra l'exploitant de ce pipeline stratégiquement important. En 2006, TC PipeLines, LP a haussé sa participation dans Northern Border, qui est passée de 30 % à 50 %.

4 **Gazoduc Tuscarora** – En 2006, TC PipeLines, LP a augmenté sa participation dans Tuscarora pour la porter à 99 %. TransCanada détient directement le reste de la participation dans Tuscarora, soit 1 %, et assure l'exploitation du gazoduc.

5 **Pipeline Tamazunchale** – Le pipeline Tamazunchale de 130 kilomètres, situé dans le centre-est du Mexique, est entré en exploitation commerciale en décembre 2006.

6 **Réseau de North Baja** – Le réseau de North Baja de TransCanada est bien placé pour devenir l'un des premiers pipelines de réception et de transport du GNL sur la côte Ouest. La Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis a rendu une décision préliminaire approuvant la majorité des aspects du projet de prolongement de North Baja visé par la demande déposée en février 2006.

7 **Pipelines des régions nordiques** – TransCanada continue de participer activement à la réalisation de projets en vue de relier à son réseau de transport nord-américain le gaz naturel des régions nordiques.

8 **Bruce Power** – Le programme de remise à neuf et en service de Bruce A, d'un coût de 4,25 milliards de dollars, se déroule selon l'échéancier et devrait permettre de fournir une capacité supplémentaire de 1 500 MW au réseau d'électricité de l'Ontario vers la fin de 2009 ou au début de 2010. TransCanada détient une participation de 48,7 % dans Bruce A et une participation de 31,6 % dans Bruce B.

9 **Centrale de Bécancour** – La centrale de 550 MW à Bécancour, la plus importante centrale de cogénération de TransCanada à ce jour, est entrée en exploitation commerciale en septembre 2006.

10 **Cartier énergie éolienne** – Le parc éolien de 110 MW à Baie-des-Sables a commencé à alimenter le réseau d'électricité du Québec en novembre 2006. La construction des installations de la deuxième phase et les audiences réglementaires pour la troisième phase du projet de 740 MW de Cartier énergie éolienne sont en cours. TransCanada détient une participation de 62 % dans Cartier énergie éolienne.

11 **Installation de stockage de gaz d'Edson** – L'installation de stockage de 50 milliards de pieds de cubes de gaz d'Edson étant terminée, TransCanada est désormais l'un des plus importants fournisseurs de services de stockage de gaz naturel en Alberta.

12 **Portlands Energy Centre (PEC)** – La construction du PEC, d'une capacité de 550 MW, a commencé en septembre 2006 à la suite de la signature d'un contrat à long terme avec l'Office de l'électricité de l'Ontario. PEC, un partenariat entre TransCanada et Ontario Power Generation, devrait commencer à produire, à l'été 2008, de l'électricité indispensable au centre-ville de Toronto.

13 **Centrale électrique de Halton Hills** – En novembre 2006, la soumission de TransCanada a été retenue pour la construction de cette centrale électrique de 683 MW à l'ouest de Toronto. La construction devrait être amorcée en 2007 et la mise en exploitation commerciale est prévue pour l'été 2010.

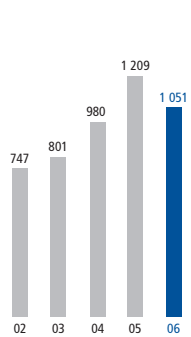
14 **15** **Projets de GNL de Cacouna et de Broadwater** – TransCanada a poursuivi ses démarches dans le cadre du processus réglementaire à l'égard de deux projets de terminal méthanier. Le terminal de Broadwater, un partenariat avec Shell US Gas & Power, se situe dans les eaux de l'État de New York dans le détroit de Long Island, tandis que le terminal de Cacouna, un partenariat avec Petro-Canada, se trouve au Québec.

Points saillants des résultats financiers

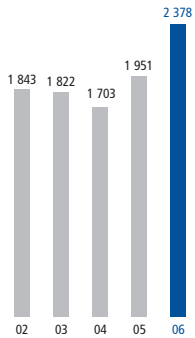
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004	2003	2002
Bénéfice					
Bénéfice net					
Activités poursuivies	**1 051**	1 209	980	801	747
Activités abandonnées	**28**	–	52	50	–
	1 079	1 209	1 032	851	747
Flux de trésorerie					
Fonds provenant de l'exploitation	**2 378**	1 951	1 703	1 822	1 843
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	**(303)**	(49)	29	93	92
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	**2 075**	1 902	1 732	1 915	1 935
Dépenses en immobilisations et acquisitions	**2 042**	2 071	2 046	965	851
Bilans					
Total de l'actif	**25 909**	24 113	22 422	20 887	20 555
Dette à long terme	**10 887**	9 640	9 749	9 516	8 899
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	**7 701**	7 206	6 565	6 091	5 747

Données sur les actions ordinaires Exercices terminés les 31 décembre	**2006**	2005	2004	2003	2002
Bénéfice net par action – de base					
Activités poursuivies	**2,15 $**	2,49 $	2,02 $	1,66 $	1,56 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11	0,10	–
	2,21 $	2,49 $	2,13 $	1,76 $	1,56 $
Bénéfice net par action – dilué					
Activités poursuivies	**2,14 $**	2,47 $	2,01 $	1,66 $	1,55 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11	0,10	–
	2,20 $	2,47 $	2,12 $	1,76 $	1,55 $
Dividendes déclarés par action	**1,28 $**	1,22 $	1,16 $	1,08 $	1,00 $
Actions ordinaires en circulation (en millions)					
Moyenne de l'exercice	**488,0**	486,2	484,1	481,5	478,3
Fin de l'exercice	**489,0**	487,2	484,9	483,2	479,5

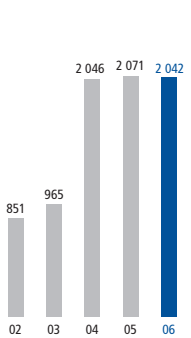
Bénéfice net découlant des activités poursuivies
(en millions de dollars)



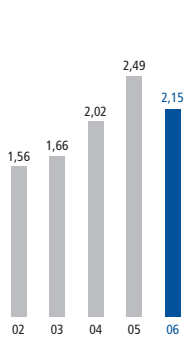
Fonds provenant de l'exploitation
(en millions de dollars)



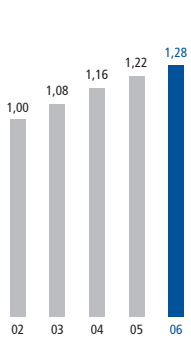
Dépenses en immobilisations et acquisitions
(en millions de dollars)



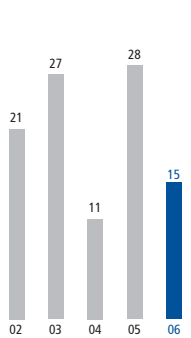
Bénéfice net de base par action ordinaire – activités poursuivies
(en dollars)



Dividendes déclarés par action ordinaire
(en dollars)



Rendement total pour les actionnaires
(en pourcentage)
(voir page 122)



Message du président du conseil

À TransCanada, nous menons nos activités avec intégrité et respect, et nous avons un profond sens des responsabilités envers toutes nos parties prenantes; ces valeurs sont essentielles au succès renouvelé de la société.

Pour TransCanada, 2006 a été une autre année réussie grâce au déploiement d'une stratégie d'entreprise à la fois diligente et prudente ainsi qu'à l'accent mis sur l'établissement et l'entretien de solides relations avec les parties prenantes. Les réalisations de la société en 2006 sont un exemple éloquent de sa capacité de cerner et de saisir les occasions et elles témoignent de la solidité de TransCanada. Notre succès, de même que nos fondements sûrs pour une croissance future, ont permis au conseil d'administration de majorer le dividende en janvier 2007 pour le septième exercice consécutif.

Le rôle du conseil d'administration de TransCanada est important. Ce dernier doit assurer un leadership, donner des orientations et décider de la stratégie à adopter. Les administrateurs ont, finalement, une responsabilité de gérance et de gouvernance globale à l'égard de la société. Bien que la gouvernance d'entreprise ne fasse plus les manchettes, elle reste une priorité absolue pour TransCanada.

En janvier 2007, c'est avec fierté que nous avons vu TransCanada figurer parmi les entreprises championnes de durabilité à l'échelle mondiale, soit au palmarès *Global 100 Most Sustainable Corporations in the World*. Ce titre reconnaît à TransCanada la capacité de gérer les risques et les occasions qui se présentent sur le plan environnemental et social ainsi qu'en matière de gouvernance. Cette reconnaissance vient renforcer le fait que, pour la cinquième année consécutive, la société figure dans l'indice Dow Jones axé sur la durabilité. En outre, le conseil d'administration de TransCanada continue d'être classé, par des sociétés indépendantes, parmi les meilleurs conseils d'administration du Canada.

L'assemblée générale annuelle et extraordinaire de 2007 sera la dernière pour Harry Schaefer, FCA, qui quittera le conseil après vingt ans au poste d'administrateur. Il était récemment vice-président du conseil et président du comité de vérification. M. Schaefer, administrateur expérimenté et de talent, est une figure de proue de la gouvernance d'entreprise au Canada. Au nom des membres du conseil et de la direction de TransCanada, je lui adresse mes remerciements pour son engagement et son dévouement envers la société.

À la suite de l'assemblée annuelle des actionnaires en 2006, TransCanada a accueilli au conseil John MacNaughton, CM. En qualité d'ancien président et chef de la direction de l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada, M. MacNaughton fait bénéficier la société de son sens aigu des finances et de son savoir-faire dans le domaine grâce à une longue expérience du secteur des investissements.

Par ailleurs, le conseil a le plaisir d'approuver la nomination, à titre d'administrateur, de W. Thomas Stephens, président du conseil d'administration et chef de la direction de Boise Cascade LLC, qui prendra effet à l'assemblée générale annuelle de la société, en avril. M. Stephens avait été auparavant administrateur de TransCanada, mais il avait laissé sa fonction en 2005 pour des raisons d'affaires. Nous sommes heureux de l'accueillir de nouveau.

De concert avec le conseil, je désire remercier la direction et les employés de TransCanada de leur enthousiasme, de leur passion et de leur dévouement dans la réalisation des objectifs de la société.

Au nom des membres du conseil d'administration,

Le président du conseil,

S. Barry Jackson

Lettre aux actionnaires

À l'aube de 2007, TransCanada est déterminée à étendre sensiblement son réseau de gazoducs transcontinental et ses installations de stockage, et ce, grâce à l'acquisition d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) ainsi que d'une participation supplémentaire dans Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes).

L'annonce au sujet d'ANR a couronné un excellent exercice pour TransCanada. Outre l'opération conclue avec ANR, nous avons poursuivi nos efforts en vue de constituer un portefeuille d'actifs de production d'électricité de premier ordre et nous avons établi une importante entreprise de stockage de gaz naturel dans l'Ouest canadien. En poursuivant les stratégies de croissance amorcées il y a sept ans, nous nous sommes considérablement rapprochés de notre objectif consistant à devenir le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord.

Notre travail se concentre sur trois principaux objectifs : maximiser la rentabilité et la valeur de nos actifs existants, mettre en œuvre de nouveaux projets et initiatives et cibler constamment les occasions de croissance visant des actifs de premier ordre.

Maximiser la rentabilité et la valeur

Le bénéfice net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 1,079 milliard de dollars (2,21 $ par action). Exclusion faite du bénéfice découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars (0,06 $ par action), le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) s'est chiffré à 1,051 milliard de dollars (2,15 $ par action) alors qu'il avait été de 1,209 milliard de dollars (2,49 $ par action) en 2005. En 2006 et en 2005, certains éléments notables ont influé sur les résultats de la société. Ils sont décrits dans le rapport de gestion, à la page 75 du rapport annuel 2006 de TransCanada. Le résultat net à l'exclusion de ces éléments notables[(1)] a augmenté de 9 %, passant de 849 millions de dollars (1,75 $ par action) en 2005 à 925 millions de dollars (1,90 $ par action) en 2006.

Les fonds provenant de l'exploitation ont progressé pour se chiffrer à environ 2,4 milliards de dollars en 2006. Il s'agit d'une hausse de 22 % comparativement à ceux de 2005. Les flux de trésorerie élevés qui en ont découlé nous ont permis de faire d'importants investissements de capitaux dans nos entreprises de pipelines et d'énergie. En 2006, nous avons investi quelque 2 milliards de dollars dans des projets de croissance.

Le rendement que nous avons affiché en 2006 fait fond sur nos solides antécédents de croissance soutenue du résultat et des flux de trésorerie. Au cours des sept derniers exercices, TransCanada :

- a haussé le résultat net, exception faite des éléments non récurrents, à un taux de croissance annuel composé de 8,4 %, le faisant passer de 1,08 $ par action en 1999 à 1,90 $ par action en 2006;

(1) Le « résultat net à l'exclusion des éléments notables » ne constitue pas une mesure financière définie dans les PCGR et, par conséquent, il est peu probable qu'il soit comparable à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs.

- a relevé les fonds provenant de l'exploitation à un taux de croissance annuel composé de 12,5 %, soit de 1 milliard de dollars en 1999 à 2,4 milliards de dollars en 2006;
- a investi environ 11 milliards de dollars dans ses entreprises essentielles.

Grâce au solide rendement financier de la société en 2006, le conseil d'administration a été en mesure de majorer de 6 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires de la société en janvier 2007 pour le porter à 0,34 $ par action. Ce montant est équivalent à un dividende de 1,36 $ par action sur une base annualisée. Il s'agit de la septième augmentation annuelle consécutive du dividende approuvée par le conseil.

Les résultats financiers éloquents de la société se sont traduits par un rendement appréciable pour les actionnaires. En 2006, TransCanada a produit un rendement total pour les actionnaires d'environ 15 %. Le rendement total annuel composé pour les actionnaires a été d'environ 24 % au cours des sept dernières années.

Mettre en œuvre de nouveaux projets et initiatives et ... ... préparer notre croissance future

L'Amérique du Nord est confrontée à deux défis majeurs : la pénurie de réserves d'énergie de sources existantes et l'absence d'infrastructures essentielles critiques permettant de transporter les nouveaux approvisionnements là où ils sont requis. Bien que des progrès aient été accomplis pour relever ces défis, la demande énergétique continue de croître à un rythme accéléré, tandis que les réserves s'amenuisent.

Pour TransCanada, cette situation suscite des occasions extraordinaires. Forte de plus de 50 années d'expérience de la planification, de la construction et de l'exploitation d'infrastructures énergétiques à grande échelle, la société est bien placée pour jouer un rôle de premier plan en vue de relier de nouvelles sources d'approvisionnement aux marchés nord-américains à forte demande ciblés par la société.

En 2006, nous avons continué à investir dans nos entreprises nord-américaines de transport de gaz naturel, de stockage de gaz naturel et d'électricité. Nous avons également recherché de nouvelles occasions complémentaires dans les secteurs des oléoducs et du gaz naturel liquéfié (GNL). Ces projets et ces initiatives permettront à TransCanada de s'affirmer à titre de société d'infrastructures énergétiques dominante en Amérique du Nord et de procurer aux actionnaires une valeur appréciable dans l'avenir.

Pipelines – Élargir notre empreinte transcontinentale

Acquisition d'ANR – En février 2007, nous avons réalisé l'acquisition d'ANR ainsi que d'une participation supplémentaire dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette de 488 millions de dollars US prise en charge. L'achat d'ANR représente une occasion unique d'acquérir des pipelines réglementés et des installations de stockage qui cadrent très bien avec nos activités en Amérique du Nord. ANR, dotée de l'un des plus grands réseaux de gazoducs interétatiques des États-Unis, assure le transport, le stockage et divers services liés à la capacité auprès d'une gamme de clients américains et canadiens. Cette acquisition nous permettra de prolonger notre réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive, qui s'étendra désormais sur plus de 59 000 kilomètres (36 500 milles), et de proposer à nos clients des liaisons inégalées depuis les bassins d'alimentation classiques et naissants.

Dans une opération distincte, TC PipeLines, LP a acheté le reste de la participation dans Great Lakes, soit 46,45 % au prix de 962 millions de dollars US, y compris la dette de 212 millions de dollars US prise en charge. TransCanada détient une participation d'environ 32 % dans TC PipeLines, LP et elle en est le commandité.

En février, TransCanada a émis des reçus de souscription d'un montant de 1,5 milliard de dollars dans le cadre du financement de l'acquisition d'ANR. Les reçus de souscription ont été convertis en actions ordinaires à raison de un reçu pour une action à la clôture de l'opération. Notre décision d'émettre de nouveaux titres cadre avec l'engagement de la société de maintenir un solide bilan et les cotes de crédit de niveau « A » de TransCanada PipeLines Limited.

Expansion du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta – Nous continuons d'investir dans nos réseaux de pipelines actuels afin de répondre aux besoins de notre clientèle, c'est-à-dire raccorder les approvisionnements en Alberta et servir les marchés de l'Est. Notre réseau de gazoducs hautement concurrentiel obtient la majorité des nouveaux accès dans l'Ouest canadien. Pour nos clients, la taille, l'envergure et l'empreinte de notre réseau sont des valeurs bien concrètes.

Tamazunchale – La mise en service commerciale du pipeline Tamazunchale, d'une longueur de 130 kilomètres, a eu lieu en décembre 2006. Nous étudions les autres occasions que présente le marché de l'énergie mexicain, tandis que le gouvernement met de l'avant son initiative de promotion du gaz naturel pour le développement régional, en particulier à titre de combustible pour la production d'électricité, une ressource indispensable.

Northern Border et Tuscarora – Au cours de la dernière année, par l'entremise de TC PipeLines, LP, nous avons haussé notre participation dans Northern Border Pipeline Company, le plus important gazoduc reliant les approvisionnements de l'Ouest canadien et les marchés en plein essor du Midwest américain, et dans Tuscarora Gas Transmission, afin de répondre à la demande croissante du marché du nord du Nevada. TransCanada deviendra l'exploitant de ces deux pipelines en 2007.

Keystone – Le projet d'oléoduc Keystone proposé par TransCanada représente un moyen novateur et concurrentiel d'accroître la capacité pipelinière, indispensable, pour relier les approvisionnements de l'Alberta aux installations de raffinage clés du Midwest américain. Les expéditeurs ont montré un solide appui pour ce projet. En janvier 2006, nous avons annoncé des engagements fermes de transport pour 340 000 barils par jour sur une durée moyenne de 18 ans.

Pour le pipeline Keystone de 2 960 kilomètres, la conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada est envisagée afin de transporter à l'avenir du pétrole et non plus du gaz naturel. Un jalon a été marqué en février 2007, lorsque l'Office national de l'énergie (ONÉ) a approuvé cette conversion. Sous réserve des approbations de l'ONÉ et des organismes de réglementation américains, la construction du pipeline Keystone devrait commencer au début de 2008, sa mise en exploitation commerciale étant prévue pour le quatrième trimestre de 2009.

Pipelines dans le Nord – Nous demeurons aussi, à long terme, un joueur clé dans les projets d'approvisionnement des marchés en gaz naturel provenant des régions nordiques. Dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie, les entrepreneurs groupés espèrent déposer auprès des organismes de réglementation une évaluation des coûts et un échéancier révisé pendant le premier trimestre de 2007. Le processus réglementaire pour ce projet suit son cours.

En Alaska, notre objectif était, et demeure, de soutenir la réalisation d'un projet de gazoduc à des conditions satisfaisantes pour les citoyens. Nous sommes vivement désireux de travailler avec l'État et les producteurs de l'Alaska afin de mettre au point des arrangements commerciaux visant le mouvement du gaz naturel de l'Alaska par le Canada, en bénéficiant des dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de notre droit de passage au Yukon et de la capacité disponible sur notre vaste réseau de gazoducs à l'échelle du continent.

Énergie – Bâtir une solide plate-forme de croissance à long terme

Centrale de Bécancour – La mise en service commerciale de la centrale de cogénération de 550 mégawatts (MW) de Bécancour a eu lieu en septembre 2006. Nous sommes fiers d'avoir achevé ce projet d'envergure dans le respect de notre échéancier et en deça de notre budget.

Cartier énergie éolienne – En novembre 2006, le parc éolien de 110 MW de Baie-des-Sables était achevé, et il a été mis en service. Il s'agit de la première des six phases du projet de Cartier énergie éolienne, dans lequel TransCanada détient une participation de 62 %. La mise en service commerciale de la deuxième phase est prévue pour le troisième trimestre de 2007.

Installations de stockage de gaz naturel d'Edson – En décembre 2006, les nouvelles installations de stockage de gaz naturel d'Edson ont été mises en exploitation commerciale. TransCanada détient maintenant en Alberta une participation dans des installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 130 milliards de pieds cubes environ, soit près du tiers de la capacité albertaine.

Bruce Power – Le projet de remise à neuf et en service de Bruce Power progresse comme prévu. À ce jour, les partenaires ont investi environ 1,1 milliard de dollars dans ce projet qui, une fois achevé, haussera de nouveau de 1 500 MW la capacité de production du réseau de l'Ontario.

Portlands Energy Centre et centrale électrique de Halton Hills – Nous allons de l'avant avec le projet de construction de Portlands Energy Centre (PEC) avec notre partenaire, Ontario Power Generation, et avec le processus de permis environnemental pour la centrale électrique de Halton Hills. Nous prévoyons entreprendre la construction de la centrale de Halton Hills au cours de 2007. PEC devrait fournir de l'électricité au réseau de l'Ontario d'ici l'été 2008 et être en pleine exploitation en 2009. Pour sa part, la centrale de Halton Hills devrait devenir opérationnelle au deuxième trimestre de 2010.

Ces deux installations rehausseront substantiellement la capacité de nouvelle production sur le marché de l'électricité en Ontario et, tout comme notre centrale de Bécancour, elles seront alimentées au gaz naturel.

Projets de GNL de Cacouna et de Broadwater – Puisqu'il est prévu que les approvisionnements gaziers provenant des bassins classiques en Amérique du Nord resteront stables au cours des dix prochaines années, de nouvelles sources d'approvisionnement sont requises pour répondre à la demande croissante de gaz naturel afin d'alimenter la production d'électricité et de répondre aux besoins de chauffage des clients industriels et résidentiels. Nos deux projets de GNL, soit Énergie Cacouna dans le port de Gros-Cacouna, au Québec, et Broadwater Energy dans le détroit de Long Island, dans l'État de New York, sont conçus pour expédier 1,5 milliard de pieds cubes par jour

de gaz naturel directement aux régions les plus en manque, afin de répondre aux besoins locaux, tout en réduisant les prix énergétiques et les effets sur l'environnement.

D'autres approbations réglementaires sont requises pour ces deux projets avant que la construction puisse commencer, et, de concert avec nos partenaires, nous poursuivrons le processus réglementaire en 2007.

Croissance soutenue, valeur durable

Nos réalisations en 2006 nous permettent de croire que TransCanada est sur sa lancée pour devenir chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Au cours des cinq prochaines années, nous espérons tirer parti d'une demande accrue pour le gaz naturel et l'électricité en continuant d'investir dans nos entreprises de transport et de stockage de gaz naturel ainsi que de production d'électricité. La société est désormais bien placée pour faire des investissements d'envergure dans les secteurs des oléoducs et du GNL. Nous avons déjà repéré des occasions d'investissements de capitaux de l'ordre de 4 milliards de dollars pour les trois prochaines années seulement. Avec l'acquisition d'ANR, notre programme d'investissements de capitaux devrait dépasser les 8 milliards de dollars durant la même période.

Pour terminer, précisons que nos installations de premier ordre, notre solide situation financière et notre capital humain attestent de la force et de la valeur durable de TransCanada. L'équipe TransCanada se compose d'employés des plus compétents, chevronnés et dynamiques. Leur travail constitue le fondement même de notre succès renouvelé. Solide et motivée, notre équipe est un avantage concurrentiel bien concret, et je sais que cet avantage indéniable saura nous profiter dans les années à venir. Notre réussite, il va sans dire, sera mesurée par la valeur dont nous saurons faire bénéficier nos actionnaires.

Le président et chef de la direction,

Hal Kvisle

TABLE DES MATIÈRES

REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
- Principales données financières consolidées des trois derniers exercices 10
- Points saillants 11
- Aperçu des résultats sectoriels 12
- Résultats d'exploitation 12

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS 14

INFORMATIONS PROSPECTIVES 15

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR 15

TRANSCANADA – APERÇU 15

TRANSCANADA – STRATÉGIE
- Pipelines 16
- Énergie 18
- Excellence opérationnelle 19
- Capacité concurrentielle et valeur durable 20

PERSPECTIVES 20

PIPELINES
- Points saillants 24
- Aperçu des résultats 25
- Analyse financière 26
- Possibilités et faits nouveaux 28
- Risques d'entreprise 33
- Divers 35
- Perspectives 35
- Volumes de livraison de gaz naturel 37

ÉNERGIE
- Points saillants 40
- Aperçu des résultats 41
- Centrales – Capacité de production nominale et type de combustible 42
- Analyse financière 42
- Possibilités et faits nouveaux 52
- Risques d'entreprise 53
- Perspectives 54

SIÈGE SOCIAL
- Aperçu des résultats 55

ACTIVITÉS ABANDONNÉES 56

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT
- Résumé des flux de trésorerie 56
- Points saillants 56

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES
Obligations contractuelles 59
Remboursements de capital 60
Paiements d'intérêt 60
Obligations d'achat 61
INSTRUMENTS FINANCIERS ET AUTRES 63
RISQUES ET GESTION DES RISQUES 69
CONTRÔLES ET PROCÉDÉS 70
PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE 71
MODIFICATIONS COMPTABLES 73
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES 74
POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2006 76
RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS 77
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES 77
GLOSSAIRE 78

Le rapport de gestion daté du 22 février 2007 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) et des notes y afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Le présent rapport de gestion porte sur la situation financière et sur les activités de TransCanada au 31 décembre 2006 et pour l'exercice terminé à cette date. L'acquisition du 22 février 2007, par TransCanada, d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes Gas Transmission Partnership (Great Lakes) ainsi que les événements connexes sont résumés sous la rubrique Événements postérieurs du présent rapport de gestion. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les abréviations et les acronymes utilisés dans le glossaire paraissant dans le présent rapport de gestion sont définis dans le rapport annuel 2006 de la société.

REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES[1]

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2006	2005	2004
Bilan			
Total de l'actif	**25 909**	24 113	22 422
Total du passif à long terme	**14 464**	13 012	12 403
État des résultats			
Produits	**7 520**	6 124	5 497
Bénéfice net			
Activités poursuivies	**1 051**	1 209	980
Activités abandonnées	**28**	–	52
Total du bénéfice net	**1 079**	1 209	1 032
Données par action ordinaire			
Bénéfice net – de base			
Activités poursuivies	**2,15 $**	2,49 $	2,02 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11
	2,21 $	2,49 $	2,13 $
Bénéfice net – dilué			
Activités poursuivies	**2,14 $**	2,47 $	2,01 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11
	2,20 $	2,47 $	2,12 $
Dividendes déclarés	**1,28 $**	1,22 $	1,16 $

[1] Les principales données financières consolidées des trois derniers exercices se fondent sur les états financiers de la société, qui ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

POINTS SAILLANTS

Bilan

- En 2006, les capitaux propres de TransCanada se sont accrus de 0,5 milliard de dollars pour atteindre 7,7 milliards de dollars.

Bénéfice net

- En 2006, le bénéfice net s'est établi à 1 079 millions de dollars (2,21 $ par action), comparativement à 1 209 millions de dollars (2,49 $ par action) en 2005.

Résultat net

- En 2006, le bénéfice net découlant des activités poursuivies de TransCanada (résultat net) s'est établi à 1 051 millions de dollars (2,15 $ par action), comparativement à 1 209 millions de dollars (2,49 $ par action) en 2005.
- Exclusion faite des gains à la vente d'actifs, le résultat net de TransCanada a augmenté de 186 millions de dollars en 2006 pour atteindre 1 038 millions de dollars (2,12 $ par action), comparativement à 852 millions de dollars (1,75 $ par action) en 2005.

Activités d'investissement

- En 2006, TransCanada a investi environ 2,0 milliards de dollars dans ses entreprises de pipelines et d'énergie.
- En février 2007, la société a réalisé l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme d'environ 488 millions de dollars US prise en charge.
- En février 2007, TC PipeLines, LP (PipeLines LP) a réalisé l'achat d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 962 millions de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme d'environ 212 millions de dollars US prise en charge.

Activités de financement

- En 2006, TransCanada a émis des titres de créance à long terme d'un montant de 2,1 milliards de dollars.
- En janvier 2007, la société a déposé un prospectus préalable simplifié au Canada et aux États-Unis afin d'autoriser le placement d'actions ordinaires, d'actions privilégiées ou de reçus de souscription à concurrence de 3,0 milliards de dollars.
- En février 2007, la société a vendu 39 470 000 reçus de souscription au prix unitaire de 38,00 $. Le produit brut d'environ 1,5 milliard de dollars a servi à financer en partie l'acquisition d'ANR. TransCanada a attribué aux preneurs fermes du placement des reçus de souscription des options visant l'achat, en tout temps jusqu'au 16 mars 2007 inclusivement, de 5 920 500 actions ordinaires supplémentaires au prix de 38,00 $.
- En février 2007, la société a conclu des accords pour mettre en place un prêt-relais d'un an pour un montant de 2,2 milliards de dollars US et, par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, une nouvelle facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US. La société a prélevé des montants de 1,5 milliard de dollars et de 1,8 milliard de dollars US sur ces facilités et les facilités existantes pour financer en partie l'acquisition d'ANR et les participations supplémentaires dans PipeLines LP, ainsi qu'il est commenté ci-après. Ces avances ont été remboursées en partie le 23 février 2007 à même le produit du placement des reçus de souscription.
- En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa convention de facilité de crédit renouvelable consortiale et de prêt à terme pour le porter à 950 millions de dollars US. Les fonds de 126 millions de dollars US prélevés reçu aux termes de cette convention ont servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes par PipeLines LP.
- En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 $ US la part. TransCanada s'est portée acquéreur de 50 % des parts en contrepartie de 300 millions de dollars US, et elle a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, ce qui porte sa participation totale à 32,1%. Le placement privé total a donné lieu à un produit brut d'environ 612 millions de dollars US, qui a servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes par PipeLines LP.

Dividendes

- Le 29 janvier 2007, le conseil d'administration de TransCanada a majoré de 6 % les dividendes trimestriels sur les actions ordinaires en circulation de la société, pour les faire passer de 0,32 $ par action à 0,34 $ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2007. Il s'agit de la septième augmentation annuelle consécutive des dividendes sur les actions ordinaires.
- En janvier 2007, le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un taux d'escompte de 2 % aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (RDA) de la société, et ce, à compter du dividende payable le 30 avril 2007 aux actionnaires inscrits le 30 mars 2007.

APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2006	2005	2004
Pipelines – Résultat net			
Exclusion faite des gains	**547**	630	577
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	**13**	–	–
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	**–**	49	–
Gain à la vente de Millennium	**–**	–	7
	560	679	584
Énergie – Résultat net			
Exclusion faite des gains	**452**	258	211
Gain à la vente de Paiton Energy	**–**	115	–
Gains liés à S.E.C. Électricité	**–**	193	187
	452	566	398
Siège social	**39**	(36)	(2)
Bénéfice net			
Activités poursuivies[1]	**1 051**	1 209	980
Activités abandonnées	**28**	–	52
	1 079	1 209	1 032
Bénéfice net par action			
Activités poursuivies[2]	**2,15 $**	2,49 $	2,02 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11
De base	**2,21 $**	2,49 $	2,13 $
[1] **Bénéfice net provenant des activités poursuivies :**			
À l'exclusion des gains	**1 038**	852	786
Gains, indiqués ci-dessus	**13**	357	194
	1 051	1 209	980
[2] **Bénéfice net par action provenant des activités poursuivies :**			
À l'exclusion des gains	**2,12 $**	1,75 $	1,62 $
Gains, indiqués ci-dessus	**0,03**	0,74	0,40
	2,15 $	2,49 $	2,02 $

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le 1er juin 2006, TransCanada a révisé la composition et la désignation de ses secteurs d'exploitation isolables, qui sont désormais les pipelines et l'énergie. L'information financière sur ces secteurs a été modifiée pour tenir compte de la structure d'organisation interne de la société. Le secteur des pipelines comprend principalement les pipelines de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Le secteur de l'énergie regroupe les installations énergétiques, l'entreprise de stockage de gaz naturel et les projets de gaz naturel liquéfié (GNL) de la société au Canada et aux États-Unis. Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte des modifications des secteurs d'exploitation isolables. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé.

Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est chiffré à 1 079 millions de dollars (2,21 $ par action), alors qu'il était de 1 209 millions de dollars (2,49 $ par action) en 2005 et de 1 032 millions de dollars (2,13 $ par action) en 2004. Ces chiffres comprennent le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars (0,06 $ par action) en 2006, montant qui tient compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de Mirant Corporation et de certaines de

ses filiales (Mirant) relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TransCanada s'est dessaisie en 2001. Le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars (0,11 $ par action) en 2004 tient compte de la constatation dans les résultats de gains initialement reportés et liés à Mirant.

Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 1 051 millions de dollars (2,15 $ par action), comparativement à 1 209 millions de dollars (2,49 $ par action) en 2005 et à 980 millions de dollars (2,02 $ par action) en 2004. En 2006, le résultat net comprend des gains après les impôts de 13 millions de dollars découlant de la vente de la participation de commandité de TransCanada dans Northern Border Partners, L.P. En 2005, le résultat net comprend des gains après les impôts de 193 millions de dollars réalisés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), de 115 millions de dollars réalisés à la vente de la participation de la société dans P.T. Paiton Energy Company (Paiton Energy), et de 49 millions de dollars réalisés à la vente de parts de PipeLines LP.

À l'exclusion des gains de 13 millions de dollars en 2006 et de 357 millions de dollars en 2005, le résultat net de 2006, à 1 038 millions de dollars (2,12 $ par action), représente une augmentation de 186 millions de dollars (0,37 $ par action) comparativement à 2005. Cette augmentation est principalement attribuable à un résultat net plus élevé de l'entreprise d'énergie et du secteur du siège social, contrebalancé en partie par le recul du résultat net de l'entreprise de pipelines.

Exclusion faite des gains réalisés à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P. en 2006, et de parts de PipeLines LP en 2005, le résultat net de l'entreprise de pipelines a régressé de 83 millions de dollars en 2006 par rapport à 2005. Ce recul s'explique principalement par le résultat net inférieur du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta en raison de la diminution approuvée des taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base tarifaire moyenne entre 2005 et 2006. De plus, les autres entreprises de pipelines de la société, au même titre que le réseau de Gas Transmission Northwest et le réseau de North Baja (collectivement, GTN), ont affiché un résultat net inférieur en 2006.

Mis à part le gain réalisé à la vente de Paiton Energy et les gains liés à la participation de la société dans S.E.C. Électricité en 2005, le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2006 a progressé de 194 millions de dollars comparativement à 2005 en raison de la hausse du bénéfice d'exploitation tiré de chacune des entreprises existantes ainsi que de l'incidence favorable de 23 millions de dollars sur les impôts futurs par suite de réductions des taux d'imposition fédéral et provinciaux des sociétés au Canada décrétées en 2006. Ces hausses ont été en partie annulées par une absence de bénéfice d'exploitation de S.E.C. Électricité en 2005, puisque cette entreprise a été vendue.

L'accroissement de 75 millions de dollars du résultat net du secteur du siège social en 2006 comparativement à 2005 est principalement attribuable à des rajustements d'impôts positifs de 72 millions de dollars en 2006.

Le résultat net avait augmenté de 229 millions de dollars (0,47 $ par action) en 2005 par rapport à 2004. Cette hausse était surtout due à l'inclusion de gains de 357 millions de dollars (0,74 $ par action) en 2005 comparativement à des gains de 194 millions de dollars (0,40 $ par action) en 2004. À l'exclusion des gains, le résultat net de l'entreprise de pipelines avait progressé en raison de l'inclusion du résultat de GTN sur un exercice complet en 2005 et de l'incidence positive, sur le résultat, d'une décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) visant à accroître l'avoir réputé des actionnaires ordinaires compris dans la structure du capital du réseau principal au Canada. L'avancée avait été partiellement neutralisée par la diminution de la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada, la baisse des résultats en raison d'une compression des coûts d'exploitation, la régression du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé, et le recul du résultat net des autres entreprises de pipelines de la société en 2005. À l'exclusion des gains, le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2005 s'était accru par rapport à 2004, surtout en raison de la hausse du bénéfice d'exploitation de Bruce Power A L.P. (Bruce A) et de Bruce Power L.P. (Bruce B) (collectivement, Bruce Power) et des installations énergétiques de l'Est. Un apport moindre provenant de l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest, ainsi qu'une hausse des frais généraux, administratifs, de soutien et autres, avaient également fait reculer le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2005 comparativement à 2004. Les charges nettes du secteur du siège social avaient augmenté en 2005 comparativement à 2004, ce qui était principalement le résultat 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.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Acquisition d'ANR

Le 22 février 2007, TransCanada a réalisé l'acquisition d'ANR et l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes, auprès d'El Paso Corporation, au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, ce qui comprend la dette de 488 millions de dollars US prise en charge. L'acquisition d'ANR a permis d'ajouter quelque 17 000 kilomètres (km) de gazoducs ayant une capacité de pointe de 6,8 milliards de pieds cubes par jour. ANR possède et exploite également des installations de stockage de gaz naturel d'une capacité totale d'environ 230 milliards de pieds cubes. Cette acquisition a été financée au moyen du produit de la récente émission de titres de participation de la société, de l'encaisse et de fonds prélevés sur les facilités de crédit existantes et nouvellement établies, ainsi qu'il est commenté ci-après.

En janvier 2007, TransCanada déposé un prospectus préalable simplifié définitif auprès des autorités de réglementation du commerce des valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis afin de permettre le placement, au Canada et aux États-Unis, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées ou de reçus de souscription à concurrence de 3,0 milliards de dollars jusqu'en février 2009. La nature, l'envergure et le calendrier de tout financement dépendront de l'évaluation que fera TransCanada de ses besoins en capitaux et de la conjoncture du marché.

Le 6 février 2007, TransCanada a conclu un accord avec un consortium de preneurs fermes aux termes duquel ces derniers ont convenu d'acheter 39 470 000 reçus de souscription auprès de TransCanada et de les vendre au public au prix de 38,00 $ chacun. Le placement a pris fin le 14 février 2007 et a donné lieu à un produit brut pour TransCanada d'environ 1,5 milliard de dollars, montant affecté au financement de l'acquisition d'ANR. TransCanada a également octroyé aux preneurs fermes des reçus de souscription l'option d'acheter 5 920 500 actions ordinaires supplémentaires au prix de 38,00 $ l'action en tout temps jusqu'au 16 mars 2007 inclusivement. À la clôture de l'acquisition d'ANR, les reçus de souscription ont été échangés contre des actions ordinaires de TransCanada, à raison d'un reçu pour une action, sans que les porteurs n'aient à prendre d'autres mesures et sans contrepartie supplémentaire.

En février 2007, la société a conclu, avec un consortium bancaire, un accord pour mettre en place un prêt-relais d'un an d'un montant de 2,2 milliards de dollars US. Aux termes de ces facilités de crédit, la société a affecté des montants de 1,5 milliard de dollars et de 700 millions de dollars US au financement de l'acquisition d'ANR, dont 1,5 milliard de dollars et 20 millions de dollars US ont été remboursés par la suite à même respectivement le produit du placement des reçus de souscription de 1,5 milliard de dollars et de l'encaisse.

En février 2007, par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, la société conclu un accord auprès d'un consortium bancaire prévoyant la mise en place une facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US composée d'un emprunt à terme comportant une échéance de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et reportable de 300 millions de dollars US comportant une échéance de cinq ans. Cette facilité est consentie et non garantie. La société a utilisé 1,0 milliard de dollars US et 100 millions de dollars US aux termes respectivement de cette facilité et d'une marge à demande existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR ainsi que les investissements supplémentaires dans PipeLines LP, ainsi qu'il est commenté ci-après.

Acquisition de Great Lakes

Le 22 février 2007, PipeLines LP a réalisé l'acquisition, auprès d'El Paso Corporation, d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 962 millions de dollars US, y compris la dette à long terme d'environ 212 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture. Au 31 décembre 2006, TransCanada détenait une participation de 13,4 % dans PipeLines LP.

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa convention de prêt à terme et de crédit renouvelable consortiale de 410 millions de dollars US pour la porter à 950 millions de dollars US. Les montants supplémentaires de 126 millions de dollars US prélevés aux termes de cette convention ont servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes par PipeLines LP.

Le 22 février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 $ US la part, dont 50 % des parts ont été acquises par TransCanada en contrepartie de 300 millions de dollars US. TransCanada a par ailleurs investi environ 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. Par suite de ces investissements supplémentaires dans PipeLines LP, la participation de TransCanada dans PipeLines LP est passée à 32,1 %. Le placement privé total a donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP, qui a servi à financer en partie son acquisition de Great Lakes. L'accroissement de la participation de TransCanada dans PipeLines LP a fait augmenter sa participation réelle dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora), Northern Border Pipeline Company

(Northern Border) et Great Lakes pour la porter respectivement à 32,5 % (y compris la participation de 1 % détenue directement), 16,1 % et 68,5 % (y compris le participation de 53,55 % détenue directement).

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où ces énoncés ont été formulés. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans le secteur des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, l'accès aux marchés des capitaux, les taux de change et d'intérêt, les avancées technologiques, ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, ces informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date du présent rapport de gestion ou à toute autre date indiquée. TransCanada n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Dans le présent rapport de gestion, la société utilise les mesures « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies dans les PCGR, et, par conséquent, elles sont considérées comme étant de l'information non conforme aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Elles ont été utilisées pour fournir aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur la liquidité de la société et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes provenant de l'exploitation est présenté dans le tableau Résumé des flux de trésorerie, qui figure dans le présent rapport de gestion. Le bénéfice d'exploitation est une mesure utilisée par le secteur de l'énergie. Il représente les produits plus le produit tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Il y a lieu de se reporter à la rubrique Énergie du rapport de gestion pour le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du résultat net.

TRANSCANADA – APERÇU

TransCanada 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 TransCanada. Ces deux entreprises, dont les activités sont hautement capitalistiques, sont soumises à des facteurs économiques semblables pour ce qui est de l'offre et de 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 devrait croître en grande partie 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 du relèvement du produit intérieur brut. L'exploitation plus intensive des centrales alimentées au gaz naturel existantes 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. 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 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 de 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 89 milliards de pieds cubes par jour en 2016, soit une augmentation de 14 milliards de pieds cubes par jour comparativement à 2006. Les nouvelles centrales alimentées au gaz naturel devraient représenter environ 9 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'offre gazière est limitée 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 Rocheuses américaines devrait 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 GNL de l'étranger pour combler l'écart entre l'offre et la demande. En Amérique du Nord, TransCanada est bien placée pour répondre à la demande croissante de production d'électricité à court terme, et pour mettre en marché ces nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel à moyen et à long terme.

TRANSCANADA – STRATÉGIE

La position de force occupée par TransCanada en Amérique du Nord 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 TransCanada s'articule autour de six éléments :

- maximiser la rentabilité et la valeur à long terme de nos pipelines existants;
- assurer la croissance notre entreprise de pipelines en Amérique du Nord, à l'interne et par le truchement d'acquisitions;
- maximiser la rentabilité et la valeur à long terme de nos actifs actuels dans les secteurs de l'électricité et de l'énergie;
- assurer la croissance de notre entreprise d'énergie en Amérique du Nord, à l'interne et par le truchement d'acquisitions;
- tendre vers l'excellence opérationnelle dans tous les aspects de nos activités;
- maximiser la capacité concurrentielle et la valeur durable de TransCanada.

Pipelines

Stratégie

Dans le secteur des pipelines, la stratégie de la société consiste à la fois à élargir son réseau de transport de gaz naturel en Amérique du Nord et à maximiser la rentabilité et la valeur à long terme de ses actifs pipeliniers actuels. TransCanada assurera la croissance du secteur des pipelines en se concentrant sur l'expansion et le prolongement des réseaux en exploitation en vue du raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement aux marchés en plein essor, sur l'accroissement de ses participations dans des entités détenues partiellement, sur l'acquisition ou la construction de pipelines qui affirmeront sa présence régionale, sur l'élargissement de ses activités au secteur du transport de pétrole, et à long terme, sur le raccord de nouvelles sources d'approvisionnement, soit le gaz des régions nordiques et le GNL.

Au cours des 50 dernières années, TransCanada a acquis des compétences et des connaissances étendues en conception, construction, exploitation et entretien de gazoducs de grand diamètre pour les températures froides. 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, TransCanada 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.

La société souhaite non seulement assurer la croissance de son entreprise de pipelines en Amérique du Nord, mais elle a toujours pour priorité de maximiser la rentabilité et 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, ainsi que sur la

rationalisation et l'harmonisation des processus et des dispositions tarifaires pour et entre les pipelines réglementés de TransCanada. En outre, la société collabore avec ses clients afin d'élargir la gamme des services offerts et d'en proposer de nouveaux. TransCanada fournit également des services à bon nombre des réseaux pipeliniers qu'elle détient partiellement.

Pipelines actuels
Les gazoducs de TransCanada relient le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) à des marchés de choix en Amérique du Nord. Le réseau d'actifs pipeliniers détenus en propriété exclusive par la société, qui s'étend sur environ 42 000 km (au 31 décembre 2006), est l'un des plus longs en Amérique du Nord.

En 2006, le réseau de l'Alberta, détenu en propriété exclusive, a assuré la collecte de 67 % du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien, soit 17 % de toute la production nord-américaine. TransCanada exporte du gaz naturel du BSOC jusque dans l'Est du Canada et dans les régions de l'Ouest, du Midwest et du Nord-Est des États-Unis par le truchement de quatre réseaux détenus en propriété exclusive :

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

Par ailleurs, la société transporte du gaz naturel en Alberta en empruntant le réseau de TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP).

En décembre 2006, TransCanada a commencé à transporter du gaz naturel au Mexique dans son pipeline Tamazunchale.

TransCanada exporte également 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 pipeliniers qu'elle détient partiellement :

- Great Lakes;
- le réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM);
- le réseau d'Iroquois Gas Transmission (Iroquois);
- le réseau de Portland Natural Gas Transmission (Portland);
- Northern Border;
- Tuscarora.

Mise en valeur des régions nordiques
En 2006, TransCanada a poursuivi ses démarches relativement aux projets du delta du Mackenzie et du versant nord de l'Alaska. Lorsque le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (GVM) et le projet de gazoduc de la route de l'Alaska seront construits et raccordés aux infrastructures en place de TransCanada, ils présenteront des occasions de croissance supplémentaires pour TransCanada et rehausseront la viabilité à long terme ainsi que la valeur de son actuelle entreprise de pipelines, plus particulièrement des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive et qui servent actuellement à l'acheminement de gaz naturel du BSOC.

Mexique
Au-delà du pipeline Tamazunchale, TransCanada continue d'étudier d'autres possibilités visant les pipelines et les infrastructures énergétiques au Mexique.

ANR et Great Lakes
Le 22 février 2007, TransCanada a réalisé l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes. En outre, PipeLines LP a ratifié l'achat d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes.

Réglementation
En 2006, les principales activités de TransCanada en matière de réglementation ont porté sur un règlement négocié à l'égard des droits de 2006 pour le réseau principal au Canada, sur le dépôt d'un dossier tarifaire auprès de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) pour les nouveaux tarifs du réseau de Gas Transmission Northwest, sur la présentation d'une demande auprès de l'ONÉ visant l'intégration du réseau de la Colombie-Britannique aux installations de la zone 8 de Foothills (obtention de l'approbation de l'ONÉ en février 2007), sur le dépôt d'une demande auprès de l'ONÉ en vue d'obtenir son approbation pour qu'un tronçon de quelque 860 km des gazoducs actuels du réseau principal au Canada transporte désormais

du pétrole et sur le dépôt d'une autre demande auprès de l'ONÉ pour la construction et l'exploitation d'un nouvel oléoduc d'environ 370 km, d'un terminal et de stations de pompage et sur le dépôt de demandes d'approbation du transfert d'une partie des actifs du réseau principal au Canada à Keystone et de la réduction de la base tarifaire du réseau principal au Canada d'un montant égal à la valeur comptable nette des actifs transférés (obtention de l'approbation de l'ONÉ en février 2007).

Énergie

Stratégie

La stratégie de croissance et de création de valeur préconisée par TransCanada pour l'entreprise d'énergie comporte cinq volets majeurs :

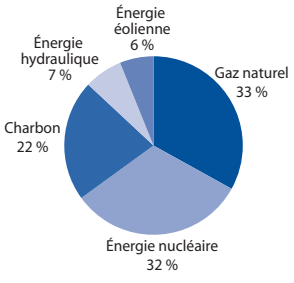
- concentration sur les marchés où TransCanada profite d'un avantage concurrentiel;
- mise en valeur de nouveaux projets de production à faibles risques, étayés par des contrats de vente et de débit à long terme conclus avec des contreparties de premier ordre;
- acquisition de centrales à faible coût pour la charge de base – 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 faible coût et de disposer de contrats de vente à long terme lorsqu'il est possible de le faire;
- mise à profit des compétences solides et éprouvées de TransCanada en matière de gestion de projet;
- optimisation de la rentabilité et de la fiabilité du portefeuille des actifs actuels en exploitant les installations avec le maximum possible d'efficacité, notamment à l'égard des coûts.

La mise en œuvre fructueuse de la stratégie adoptée par TransCanada est tributaire d'une profonde connaissance des marchés de l'énergie en Amérique du Nord et d'une compréhension étendue de ses marchés principaux en Alberta, en Ontario, au Québec et dans le Nord-Est des États-Unis. Aussi, la société est active sur les marchés déréglementés et en cours de déréglementation, en plus d'avoir la capacité de structurer des opérations et de gérer le risque, ce qui est essentiel pour atténuer la volatilité des marchés du gaz naturel et de l'électricité.

Actifs actuels

TransCanada a créé une substantielle entreprise d'énergie au cours des dix dernières années et sa présence est désormais significative au chapitre de la production d'électricité, au Canada et aux États-Unis. Plus récemment, TransCanada a donné de l'expansion à son entreprise de stockage de gaz naturel par la voie d'investissements en Alberta.

Électricité produite selon le combustible



Les centrales et les approvisionnements que TransCanada possède, exploite ou contrôle, y compris les projets en cours de construction, représentent une capacité de production d'électricité de quelque 7 700 mégawatts (MW) au Canada et aux États-Unis. Le portefeuille de l'offre des centrales de TransCanada est diversifié : 33 % pour le gaz naturel, 32 % pour le nucléaire, 22 % pour le charbon, 7 % pour l'hydraulique, et 6 % pour l'éolien. Les actifs de TransCanada en électricité regroupent principalement des centrales à faible coût pour la charge de base, auxquelles peuvent être associées des conventions sûres de vente d'électricité à long terme. Ces actifs sont concentrés dans deux grandes régions : les installations énergétiques de l'Ouest, en Alberta, et les installations énergétiques de l'Est, dans les marchés de l'Est du Canada et de la Nouvelle-Angleterre.

Tous les actifs de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont situés en Alberta. TransCanada possède ou contrôle environ un tiers de la capacité de stockage de gaz naturel dans la province, soit plus de 130 milliards de pieds cubes. TransCanada est d'avis que les facteurs fondamentaux qui caractérisent présentement la demande sur le marché du stockage de gaz naturel demeureront résolument positifs à l'avenir.

En 2006, TransCanada a poursuivi de la façon suivante la diversification de son portefeuille actuel d'actifs de qualité touchant l'énergie :

Bécancour

La construction de la centrale de cogénération de Bécancour a été achevée de construire et cette centrale est entrée en exploitation commerciale en septembre 2006. Le projet a été réalisé à l'intérieur des délais impartis et du budget prévu. Il s'agit de la plus grosse centrale bâtie de toutes pièces par TransCanada jusqu'à maintenant.

Portlands Energy
En septembre 2006, Portlands Energy Centre L.P. (Portlands Energy) a rendu publique la signature d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre (AAEP) de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) pour la construction d'une centrale alimentée au gaz naturel au cœur de Toronto, en Ontario.

Cartier énergie éolienne
En novembre 2006, le parc éolien de Baie-des-Sables est entré en exploitation commerciale et constitue, à l'heure actuelle, un des plus grands parcs éoliens du Canada, procurant 110 MW d'électricité au réseau d'Hydro-Québec.

Halton Hills
En novembre 2006, TransCanada a annoncé l'obtention d'un contrat prévoyant la construction, la possession et l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz naturel près de la ville de Halton Hills, en Ontario.

Bruce Power
Tout au long de 2006, les travaux se sont poursuivis dans le cadre du projet d'investissement de Bruce A, comportant la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs, la prolongation de la durée d'exploitation du troisième réacteur en en remplaçant les chaudières à vapeur et les canaux de combustible au besoin, et le remplacement des chaudières à vapeur du quatrième réacteur.

Installations de stockage de gaz d'Edson
Après le quasi-achèvement des travaux de construction des installations de stockage de gaz naturel d'Edson, celles-ci sont entrées en service le 31 décembre 2006.

Installations de GNL de Broadwater et de Cacouna
TransCanada continue d'aller de l'avant avec ces deux propositions touchant le GNL.

Excellence opérationnelle

TransCanada maintient un rendement élevé d'exploitation de ses pipelines, tel qu'en atteste le nombre minime de perturbations, tant pour le réseau principal au Canada que pour le réseau de l'Alberta et celui de GTN.

En 2006, TransCanada a mis au point un programme de technologie faisant appel à des techniques permettant de réduire le coût et les incidences environnementales des nouveaux pipelines construits. Ce programme, qui fait disparaître le besoin d'importants volumes d'eau, a été appliqué à certains travaux de construction de pipelines de TransCanada. Ces techniques ont été acceptées par l'ONÉ, ce qui encouragera TransCanada à en poursuivre le développement et l'application à grande échelle.

Dans le cadre de son sondage annuel sur la satisfaction de la clientèle, TransCanada a obtenu de la rétroaction des clients desservis par ses pipelines au Canada. Le sondage d'Ipsos Reid mené à l'automne 2006 a permis de constater que TransCanada obtenait toujours des notes élevées pour la satisfaction de la clientèle dans son ensemble. Le centre d'appels de TransCanada, ses systèmes interactifs et son personnel ont obtenu les notes les plus élevées qui soient en matière de satisfaction. Cette réalisation rend compte de l'engagement de TransCanada à l'endroit de l'excellence opérationnelle lorsqu'il s'agit de fournir des services fiables de grande qualité à ses clients.

En 2006, la société a été très productive en matière de collaboration avec les clients. Le groupe de travail sur les droits du réseau principal, le comité sur les droits, le tarif, les installations et les procédures du réseau de l'Alberta, et le groupe des expéditeurs des réseaux de la Colombie-Britannique et de Foothills, ont tous été à l'origine d'un certain nombre de résolutions en 2006. Elles portaient notamment sur de nouveaux services, des améliorations au service ou aux processus, un règlement au sujet des droits du réseau principal au Canada, et une proposition d'intégration des réseaux de la Colombie-Britannique et de Foothills, cette dernière ayant été approuvée par l'ONÉ en février 2007. Une bonne collaboration peut être source d'économies appréciables, car l'industrie et TransCanada profitent alors toutes deux de l'absence des coûts associés aux instances réglementaires.

Dans le secteur de l'énergie, TransCanada a poursuivi dans la voie de l'engagement pris en 2006 pour assurer l'exploitation et la maintenance de façon sûre et à faible coût de tous ses actifs en vue d'une fiabilité et d'une disponibilité aussi grandes que possible. Dans le cas des centrales électriques exploitées directement par TransCanada, la capacité disponible moyenne pondérée en 2006 a atteint 93 % contre 87 % en 2005.

En 2007, l'accroissement de l'efficience, la fiabilité opérationnelle, l'environnement et la sécurité mériteront de nouveau l'attention de TransCanada. Les programmes de gestion des émissions de gaz à effet de serre continueront de constituer un centre d'intérêt prédominant, et des efforts supplémentaires seront déployés pour améliorer la fiche de sécurité des entrepreneurs.

Capacité concurrentielle et valeur durable

La stratégie de TransCanada comprend :

- l'excellence en matière de stratégies, d'analyses et de placements à l'origine d'une plus-value;
- la souplesse et la capacité financières voulues pour permettre à TransCanada de concrétiser des projets d'infrastructures à grande échelle et de saisir des occasions de premier ordre lorsqu'elles se présentent;
- le recours à ses compétences en gestion et en élaboration de projets, ainsi qu'à ses fortes aptitudes opérationnelles et au chapitre de la construction d'installations;
- le maintien de normes élevées pour ses pratiques en matière de gouvernance d'entreprise;
- l'entretien de ses relations avec les intervenants clés et la consolidation de sa réputation auprès d'eux;
- le façonnage de forces organisationnelles durables.

Au 31 décembre 2006, TransCanada comptait environ 2 350 employés possédant des compétences en transport de gaz et exploitation de centrale ainsi qu'en gestion de projet, des connaissances à l'égard de la capacité d'absorption du marché et de l'industrie, et un sens aigu des affaires.

PERSPECTIVES

Depuis l'an 2000, TransCanada a poursuivi avec diligence et discipline une démarche de croissance à long terme de ses entreprises de pipelines et d'énergie. Alliés à un bilan solide, le résultat net et les flux de trésorerie de la société devraient permettre à TransCanada, en 2007 et au-delà, de continuer de jouir de la souplesse financière nécessaire pour s'intéresser à de nouvelles possibilités et créer une valeur supplémentaire à long terme au profit de ses actionnaires.

La société poursuivra, en 2007, la mise en œuvre de la stratégie qu'elle a adoptée pour l'entreprise de pipelines, stratégie qui prévoit :

- l'intégration d'ANR au sein de l'entreprise de pipelines actuelle de TransCanada;
- la prise en charge de l'exploitation de Great Lakes dans le cadre de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes, portant la participation directe totale de la société à 53,55 %, PipeLines LP étant propriétaire du reste de la participation;
- le lancement de discussions avec les intervenants pour le réseau de l'Alberta au sujet de l'entente de trois ans actuellement en vigueur et qui arrive à échéance à la fin de 2007;
- la mise en branle du processus lié au dossier tarifaire du réseau Gas Transmission Northwest, pour lequel les négociations et les communications préalables sont prévues jusqu'au moment où commencera la période des audiences, soit le 31 octobre 2007;
- la poursuite des travaux d'aménagement du pipeline Keystone;
- le travail avec les propriétaires du GVM et l'*Aboriginal Pipeline Group* (APG), ce qui inclut la participation à de possibles instances réglementaires, afin de faire progresser le projet du GVM;
- le travail avec les intervenants pour le projet de gazoduc de la route de l'Alaska et des représentants de cet État pour faire avancer ce projet;
- l'élaboration de solutions de transport, dans le contexte de nouvelles possibilités de croissance des marchés et de l'offre, pouvant mener à d'éventuelles expansions du réseau de l'Alberta;
- la prise en charge de l'exploitation de Northern Border;
- le travail avec des partenaires de coentreprises, créées à l'égard de réseaux pipeliniers détenus partiellement, en vue d'offrir aux clients des réseaux et des choix supplémentaires pour ce qui est des sources d'approvisionnement et des marchés.

En 2007, TransCanada continuera à faire croître son entreprise d'énergie. Tout comme au cours des exercices antérieurs, cette croissance devrait être le fruit de l'union de nouveaux projets d'aménagement, d'acquisitions et d'une croissance interne des actifs exploités sur les marchés existants. Plus particulièrement, en 2007, TransCanada s'attend à :

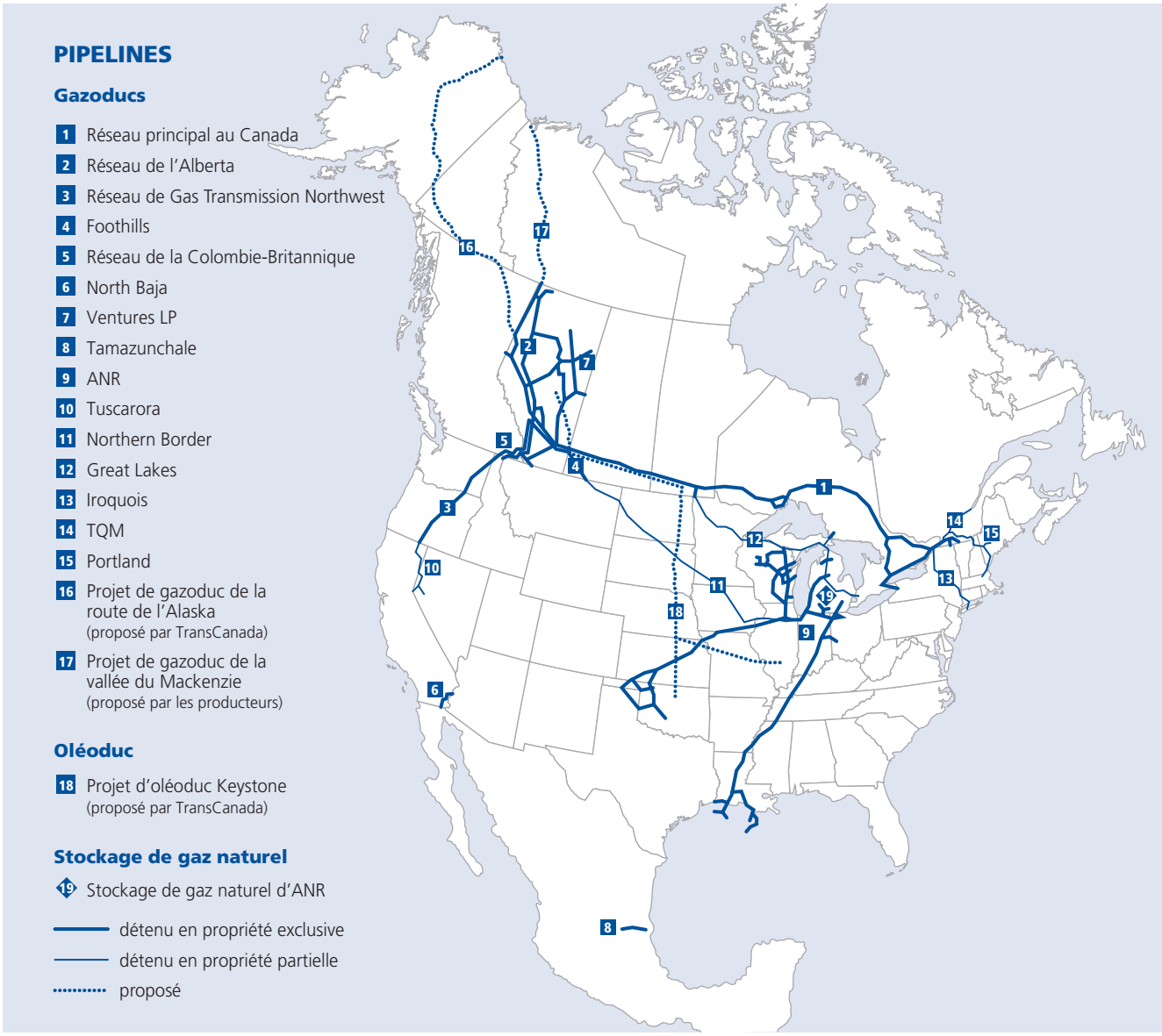
- collaborer avec Bruce A et ses partenaires dans le cadre des travaux de remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A;
- mener à terme la construction du deuxième des six projets de Cartier énergie éolienne au troisième trimestre de 2007 et entreprendre la construction des installations prévues dans le cadre du troisième projet;
- poursuivre les travaux de construction dans le contexte du projet de Portlands Energy;
- mettre en chantier le projet de Halton Hills;
- faire progresser l'aménagement des installations de GNL dans le cadre du projet d'Énergie Cacouna (Cacouna) et du projet de Broadwater Energy (Broadwater);
- chercher à participer à de nouveaux projets et à profiter d'autres possibilités d'acquisition sur les marchés clés de TransCanada.

Même si les attentes de la direction pour 2007 sont énoncées dans le présent rapport de gestion, notamment dans la section Informations prospectives, un certain nombre de facteurs de risque et de faits nouveaux peuvent avoir des incidences positives ou négatives sur les résultats qui seront réellement obtenus en 2007.

La réalisation de l'acquisition d'ANR et de Great Lakes ainsi que la participation accrue de la société dans PipeLines LP devraient faire augmenter le résultat net de l'entreprise de pipelines en 2007 comparativement à 2006. L'incidence cumulée d'un déclin attendu de la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta, ainsi que d'un déclin de chacun des taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires assujettis à la réglementation calculés selon une formule établie, devrait faire reculer le résultat net de ces réseaux par rapport à 2006. Sans tenir compte de l'incidence positive possible d'une décision ou d'un règlement au sujet du dépôt du dossier tarifaire en cours sur le réseau de Gas Transmission Northwest, les volumes moindres visés par des contrats fermes sur ce réseau devraient avoir de légères incidences négatives sur les résultats comparativement à 2006. En outre, le résultat net de l'entreprise de pipelines en 2006 comprenait un gain de 13 millions de dollars à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P., ce que les résultats de 2007 ne refléteront pas. En 2007, TransCanada s'attend à un relèvement du résultat du pipeline Tamazunchale, qui sera alors constaté sur un exercice complet.

Dans l'entreprise d'énergie, le résultat net en 2007 devrait être semblable ou légèrement inférieur à celui de 2006, en raison d'économies d'impôts futurs non récurrentes de 23 millions de dollars en 2006 découlant de réductions des taux fédéral et provinciaux d'imposition des bénéfices. Le bénéfice d'exploitation devrait se rapprocher sensiblement de celui de 2006, bien qu'il dépende beaucoup du prix des produits de base dans chaque région, ainsi que d'autres facteurs comme l'hydrologie et les écarts de stockage. Le bénéfice d'exploitation tiré par TransCanada de sa participation dans Bruce B peut être fortement soumis à l'incidence, sur la production non visée par des contrats, des variations des prix de l'électricité sur le marché au comptant. Exclusion faite de toute variation des prix sur le marché au comptant en 2007 comparativement à 2006, le bénéfice d'exploitation de Bruce Power devrait régresser entre 2006 et 2007 en raison des volumes de production moindres prévus et des coûts d'exploitation supérieurs attribuables au nombre accru d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif en 2007. Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest en 2007 devrait s'approcher de celui inscrit en 2006. Bien que TransCanada ait conclu des contrats à terme pour une grande partie de la production provenant des conventions d'achat d'électricité (CAE) et des centrales électriques en Alberta, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest en 2007 pourrait dépendre beaucoup des variations du prix de l'énergie sur le marché au comptant et des coûts thermiques en Alberta. Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est devrait augmenter en 2007, principalement en raison de l'exploitation sur un exercice complet de la centrale de cogénération alimentée au gaz de Bécancour et du premier des six parcs éoliens prévus dans le cadre du projet Cartier énergie éolienne, ainsi que de l'incidence positive des paiements de capacité à terme de New England Power Pool (NEPOOL) à Ocean State Power (OSP) et TC Hydro, dont le premier a été versé le 1er décembre 2006. Le bénéfice d'exploitation de l'entreprise de stockage de gaz devrait pour sa part augmenter, de 2006 à 2007, surtout du fait de l'entrée en service des installations d'Edson à la fin de 2006, une situation neutralisée en partie par les écarts de stockage inférieurs prévus.

En 2007, les charges nettes du secteur du siège social devraient être plus élevées qu'en 2006, principalement à cause des remboursements d'impôts sur les bénéfices et des rajustements d'impôts positifs réalisés en 2006 qui ne devraient pas avoir lieu en 2007. Les coûts de financement liés à l'achat d'ANR devraient faire augmenter les charges nettes du secteur du siège social en 2007.



RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA Détenu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada au Canada s'étend sur 14 957 km, depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont. Il est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

RÉSEAU DE L'ALBERTA Le réseau de transport de gaz naturel en Alberta, détenu en propriété exclusive par TransCanada, 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, à Foothills et à d'autres pipelines. Le réseau, d'une longueur de 23 498 km, compte parmi les plus importants pour le transport de gaz naturel en Amérique du Nord.

RÉSEAU DE GAS TRANSMISSION NORTHWEST TransCanada détient en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel d'une longueur de 2 174 km qui relie Foothills et le réseau de la Colombie-Britannique au réseau de Pacific Gas and Electric Company en Californie, au pipeline Northwest de Williams, dans les États de Washington et de l'Oregon, et à Tuscarora.

FOOTHILLS TransCanada 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 TransCanada 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.

NORTH BAJA TransCanada 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, à Ehrenberg, et qui aboutit près d'Ogilby, en Californie, à la frontière avec le Mexique, où il est raccordé au réseau de pipelines de Gasoducto Bajanorte.

VENTURES LP Ventures LP, que TransCanada 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.

TAMAZUNCHALE TransCanada détient en propriété exclusive un gazoduc d'une longueur de 130 km dans le centre-est du Mexique et ayant son point de départ aux installations de Pemex Gas près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à une centrale de production d'électricité près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi. Ce pipeline est entré en service le 1er décembre 2006.

ANR Le 22 février 2007, TransCanada à fait l'acquisition de 100 % du réseau de gazoducs d'ANR qui s'étend sur une distance d'environ 17 000 km, des gisements en exploitation de la Louisiane, de l'Oklahoma, du Texas et du golfe du Mexique jusqu'aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana. De plus, ce pipeline est relié à d'autres de manière à élargir l'accès à des sources d'approvisionnement de l'Ouest canadien et de la région américaine des Rocheuses, de même qu'à divers marchés du Midwest américain et du Nord-Est des États-Unis. Par ailleurs, ANR détient et exploite des installations souterraines de stockage de gaz naturel au Michigan, dont la capacité totale s'élève aux alentours de 230 milliards de pieds cubes.

TUSCARORA Tuscarora est un réseau détenu ou contrôlé à 99 % par PipeLines LP. Il s'agit d'un réseau pipelinier de 491 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. TransCanada exploite le réseau de Tuscarora, dans lequel elle détient ou contrôle, au 22 février 2007, une participation réelle totale de 32,8 %, dont 31,8 % indirectement par le truchement de sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP, la tranche restante de 1 % étant détenue directement.

NORTHERN BORDER Northern Border est un réseau détenu à 50 % par PipeLines LP. Ce réseau de gazoducs d'une longueur de 2 250 km dessert le Midwest américain depuis un point de raccordement à Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. En avril 2007, TransCanada devrait devenir l'exploitant du réseau de Northern Border. Au 22 février 2007, la société détient une participation réelle d'environ 16,1 % dans le réseau de Northern Border par le truchement de sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP.

GREAT LAKES Le réseau de Great Lakes, d'une longueur de 3 404 km, est raccordé au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba, et dessert des marchés du centre du Canada et du Midwest américain. Depuis le 22 février 2007, TransCanada détient une participation de 53,55 % dans Great Lakes, alors que PipeLines LP possède la tranche restante de 46,45 %. La participation réelle de TransCanada dans Great Lakes est de 68,5 %, dont 14,9 % sont détenus indirectement par le tranchement de sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP. TransCanada est l'exploitant de Great Lakes.

IROQUOIS 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. TransCanada détient une participation de 44,5 % dans ce réseau pipelinier de 666 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. TransCanada détient une participation de 50 % dans TQM et elle en assure l'exploitation.

PORTLAND Portland est un pipeline d'une longueur de 474 km 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. TransCanada détient une participation de 61,7 % dans Portland et est l'exploitant du pipeline.

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 de ce pays. TransCanada 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. TransCanada détient une participation de 30 % dans Gas Pacifico.

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

POINTS SAILLANTS

Résultat net

- Le résultat net de l'entreprise de pipelines a accusé un recul de 119 millions de dollars et s'est établi à 560 millions de dollars en 2006, comparativement à 679 millions de dollars en 2005, la différence étant principalement attribuable à un gain de 49 millions de dollars à la vente de parts de PipeLines L.P. en 2005 (contre un gain de 13 millions de dollars à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P. en 2006), à un résultat net inférieur du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta du fait de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de bases tarifaires moyennes inférieures en 2006 par rapport à 2005, ainsi qu'à un rajustement positif de 13 millions de dollars pour le réseau principal en 2005, ayant trait à une décision rendue à cet effet par un organisme de réglementation en 2004.

Acquisition d'ANR et de Great Lakes

- Le 22 février 2007, TransCanada a acquis ANR et une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes.

Réseau principal au Canada

- L'ONÉ a approuvé un règlement négocié des droits de 2006 du réseau principal, qui prévoit notamment un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 36 % et des encouragements pour la gestion des coûts en arrêtant certaines composantes des besoins en produits.

Réseau de l'Alberta

- Le réseau de l'Alberta continue d'être exploité selon les termes du règlement au sujet des besoins en produits de 2005-2007 approuvé par l'*Energy and Utilities Board* (EUB) de l'Alberta en 2005. Le règlement en question prévoit un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

Réseau de Gas Transmission Northwest

- En juin 2006, le réseau de Gas Transmission Northwest a déposé un dossier tarifaire auprès de la FERC. Ce dossier détaillé demande un certain nombre de modifications tarifaires, dont une majoration des tarifs pour les services de transport.

Keystone

- En 2006, TransCanada a déposé deux demandes auprès de l'ONÉ. Dans la première demande, TransCanada sollicitait le transfert d'une partie des actifs du réseau principal au Canada au pipeline Keystone et la réduction de la base tarifaire du réseau principal au Canada d'un montant égal à la valeur comptable nette des actifs transférés. L'approbation de cette demande par l'ONÉ a été obtenue en février 2007. Dans la deuxième demande, TransCanada sollicitait l'approbation de construire et d'exploiter un nouvel oléoduc.

Foothills et réseau de la Colombie-Britannique

- En février 2007, TransCanada a reçu l'approbation de l'ONÉ en vue de l'intégration du réseau de la Colombie-Britannique à celui de Foothills dans le sud de la Colombie-Britannique.

North Baja

- En février 2006, TransCanada a présenté une demande à la FERC prévoyant l'expansion de North Baja pour permettre l'écoulement bidirectionnel du gaz naturel et construire un nouveau pipeline et une nouvelle station de comptage. En octobre 2006, la FERC a rendu une décision préliminaire approuvant la demande, exception faite des questions environnementales, qui feront l'objet d'une ordonnance future.

PipeLines LP

- En avril 2006, PipeLines LP a acheté une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border.
- En décembre 2006, PipeLines LP a acheté une participation supplémentaire de commandité avec contrôle de 49 % dans Tuscarora, avec l'option d'acheter le reste de la participation de 1 % dans Tuscarora détenue par Sierra Pacific Resources dans un an environ.
- Le 22 février 2007, PipeLines LP a acquis une participation de 46,45 % dans Great Lakes.
- TransCanada est devenue l'exploitant de Tuscarora en décembre 2006 et de Great Lakes en février 2007, et la société devrait devenir l'exploitant de Northern Border en avril 2007.
- En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts au prix de 34,57 $ US la part. TransCanada a acheté 50 % des parts en contrepartie de 300 millions de dollars US, ce qui lui a permis de porter sa participation à 32,1 %. TransCanada a par ailleurs investi environ 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. Le placement privé total a donné lieu à un produit brut d'environ 612 millions de dollars US qui a servi à financer en partie l'acquisition d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes.

Autres pipelines

- TransCanada a vendu sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners L.P. pour un gain après les impôts de 13 millions de dollars.
- TransCanada poursuit ses efforts en vue de faire progresser le projet de gazoduc de la route de l'Alaska.
- TransCanada continue de financer la participation de l'APG au projet de GVM.
- En décembre 2006, TransCanada a entrepris l'exploitation commerciale du gazoduc Tamazunchale dans le centre-est du Mexique.

APERÇU DES RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE DE PIPELINES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2006	2005	2004
Pipelines détenus en propriété exclusive			
Réseau principal au Canada	**239**	283	272
Réseau de l'Alberta	**136**	150	150
GTN[1]	**64**	71	14
Foothills	**21**	21	22
Réseau de la Colombie-Britannique	**6**	6	7
	466	531	465
Autres pipelines			
Great Lakes	**44**	46	55
Iroquois	**15**	17	17
PipeLines LP[2]	**4**	9	16
Portland	**13**	11	10
Ventures LP	**12**	12	15
TQM	**7**	7	8
Tamazunchale[3]	**2**	–	–
TransGas	**11**	11	11
Gas Pacifico/INNERGY[4]	**8**	6	4
Mise en valeur des régions nordiques	**(5)**	(4)	(6)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	**(30)**	(16)	(18)
	81	99	112
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	**13**	–	–
Gain à la vente de parts de PipeLines LP	**–**	49	–
Gain à la vente de Millennium	**–**	–	7
	94	148	119
Résultat net	**560**	679	584

(1) TransCanada a fait l'acquisition de GTN en novembre 2004. Les montants dans le tableau rendent compte de la participation de 100 % de TransCanada dans le résultat net de GTN depuis la date d'acquisition.

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

(3) Le pipeline Tamazunchale est entré en service le 1er décembre 2006.

(4) Gasoducto del Pacifico S.A./INNERGY Holdings S.A.

En 2006, le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est établi à 560 millions de dollars, comparativement à 679 millions de dollars en 2005 et à 584 millions de dollars en 2004. Mis à part le gain de 49 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et le gain de 13 millions de dollars après les impôts réalisé à la vente, en 2006, de la participation de commandité que détenait TransCanada dans Northern Border Partners, L.P., le résultat net du secteur des pipelines pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été de 83 millions de dollars inférieur à celui de la période correspondante de 2005. Ce recul s'explique principalement par le résultat net inférieur du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta, de GTN et des autres pipelines.

L'augmentation globale de 95 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de pipelines en 2005 par rapport à 2004 était surtout attribuable au résultat net de GTN sur un exercice complet, au gain de 49 millions de dollars lié à PipeLines LP, et à l'accroissement du résultat net du réseau principal au Canada en 2005 découlant de la décision rendue en avril 2005 par l'ONÉ qui avait entraîné un rajustement positif de 13 millions de dollars visant 2004, le tout partiellement neutralisé par un recul du résultat net des autres pipelines. La baisse du résultat net des autres pipelines en 2005 découlait en majeure partie de la régression des résultats de Great Lakes, de PipeLines LP et de Ventures LP.

PIPELINES – ANALYSE FINANCIÈRE

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est assujetti à la réglementation de l'ONÉ. L'ONÉ établit les droits qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts de transport de gaz naturel projetés, y compris un rendement de la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada. En outre, les nouvelles installations doivent être approuvées par l'ONÉ avant leur 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 aux revenus incitatifs éventuels.

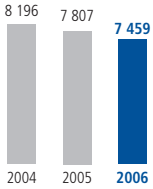
En avril 2006, l'ONÉ a approuvé la demande déposée par TransCanada au sujet d'un règlement négocié pour la tarification du réseau principal au Canada en 2006. Le règlement a cerné des besoins en revenus d'environ 1,8 milliard de dollars pour 2006. En outre, aux termes du règlement, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada ont été établis à 174 millions de dollars pour 2006, toute variation entre les coûts réels en 2006 et ceux convenus dans le règlement étant imputable à TransCanada. Dans la majorité des cas, les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits de 2006 devaient être comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. Par ailleurs, ce règlement a donné à TransCanada la possibilité de réaliser un modeste revenu net supplémentaire aux termes d'accords incitatifs axés sur le rendement. Ces accords incitatifs visaient certaines activités de gestion des coûts et la gestion du combustible, et ils ont procuré des avantages réciproques à TransCanada et à ses clients. En outre, le règlement prévoyait un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,88 % en 2006, selon la formule de rajustement du rendement de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 36 %.

En 2006, le résultat net de 239 millions de dollars était inférieur de 44 millions de dollars à celui de 283 millions de dollars inscrit en 2005. Le recul s'explique principalement par l'effet cumulé de la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et de la base d'investissement inférieure en 2006 par rapport à 2005. De plus, le résultat de 2005 comprenait un rajustement positif de 13 millions de dollars ayant trait au résultat de 2004 et découlant de la décision rendue en avril 2005 par l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada, laquelle décision comprenait une hausse de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui passait de 33 % à 36 % en 2005, ce dernier pourcentage valant également pour 2004. Le règlement au sujet des droits de 2006 du réseau principal au Canada sur lequel TransCanada s'est entendue avec ses clients et les autres parties intéressées, et qui a été approuvé par l'ONÉ, comprend un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,88 %, pourcentage établi pour 2006 à partir de la formule de rajustement du rendement de l'ONÉ, en fonction d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 36 %. Le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé par l'ONÉ pour 2005 était de 9,46 %.

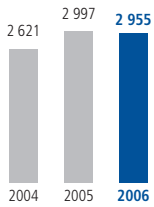
En 2005, le résultat net de 283 millions de dollars du réseau principal au Canada était supérieur de 11 millions de dollars à celui de 2004. L'augmentation était surtout due à la décision rendue par l'ONÉ dans le contexte de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004. La décision à la deuxième phase avait été à l'origine d'un accroissement de 35 millions de dollars (22 millions de dollars relativement à 2005 et 13 millions de dollars relativement à 2004) du résultat net du réseau principal au Canada en 2005 comparativement à 2004. Toutefois, cette hausse du résultat avait 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, et d'un recul du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé en 2005. Le taux approuvé par l'ONÉ était ainsi passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005.

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

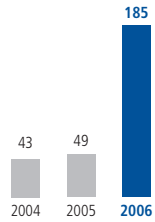
Base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada
(en millions de dollars)



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



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



Réseau de l'Alberta

Le réseau de l'Alberta est assujetti 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 du réseau de l'Alberta, de même que les modalités et les conditions de service, doivent être approuvés par l'EUB.

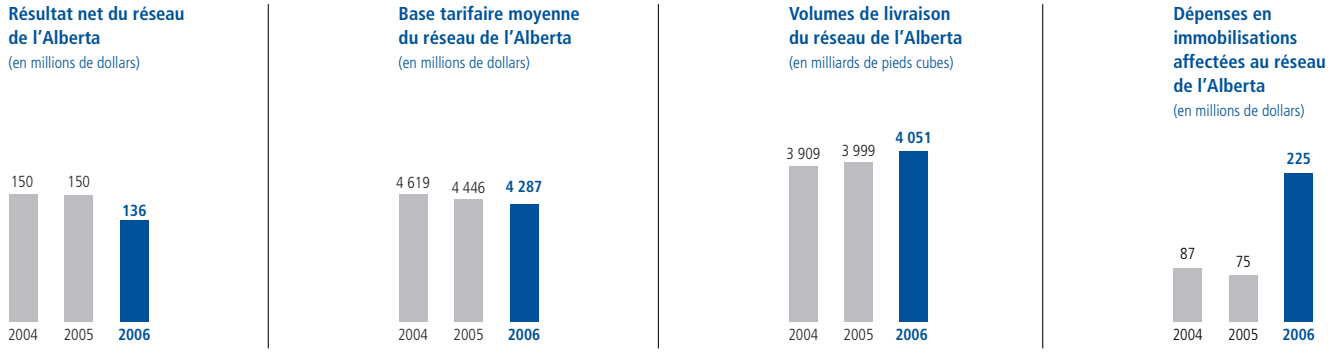
Le réseau de l'Alberta est actuellement exploité selon les termes du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de 2005-2007. C'est en 2005 que le règlement a été conclu avec les expéditeurs et les autres parties intéressées au sujet des besoins en produits annuels du réseau de l'Alberta pour les exercices 2005, 2006 et 2007. Le règlement a été approuvé par l'ONÉ en juin 2005 et 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. Pour une année donnée, 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, est imputable à TransCanada. 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 au moyen 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 outre, les coûts d'amortissement sont établis à partir des taux et des méthodes d'amortissement proposés à l'EUB par la société dans sa demande tarifaire générale de 2004.

En 2006, le résultat net, de 136 millions de dollars, était de 14 millions de dollars inférieur à celui de 2005. Ce recul s'explique avant tout par la régression de la base tarifaire ainsi que par un taux de rendement approuvé moindre en 2006. En effet, tel que prescrit par l'EUB, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires était de 9,50 % en 2005 alors qu'il était de 8,93 % en 2006, sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

Le résultat net de 150 millions de dollars en 2005 était 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 avaient été contrebalancées par les répercussions positives de l'augmentation des frais d'exploitation admissibles en 2005, comparativement à 2004, car l'EUB avait refusé certains coûts dans la décision rendue à la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. En 2004, le résultat net rendait compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 9,60 %, tel que prescrit par l'EUB, sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.



GTN

GTN est régie par la FERC, qui, aux États-Unis, possède le pouvoir de réglementer les tarifs pour le transport interétatique de gaz naturel. Les deux réseaux de GTN, soit le réseau de Gas Transmission Northwest et North Baja, sont exploités selon des tarifs fixes qui prévoient des taux maximaux et minimaux, pour divers types de services, stipulés par la FERC. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, GTN a le droit d'accorder des remises ou de négocier ces modèles. En 2006, le réseau de Gas Transmission Northwest était exploité en fonction d'un dossier tarifaire déposé en 1994 et réglé et approuvé par la FERC en 1996. En juin 2006, le réseau de Gas Transmission Northwest a déposé un nouveau dossier tarifaire auprès de la FERC. La tarification pour 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 contractuels,

des volumes livrés et des montants facturés à l'égard de divers types de services fournis, ainsi que des variations des coûts de la prestation de services.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le résultat net s'est établi à 64 millions de dollars, soit 7 millions de dollars de moins que pour la période correspondante de 2005. Cette diminution découle surtout du recul des produits tirés du transport, de la progression des frais d'exploitation, de l'incidence du fléchissement du dollar américain, et d'une provision pour le défaut de paiement de produits tirés d'un contrat de transport de la part d'une filiale de Calpine Corporation qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite. Ces facteurs négatifs ont été partiellement neutralisés par le règlement de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) conclu au cours du premier trimestre de 2006 dans le cadre de la faillite de Mirant, un ancien expéditeur sur le réseau de Gas Transmission Northwest. Le résultat net pour novembre et décembre 2004 avait été de 14 millions de dollars.

Autres pipelines
Les autres pipelines regroupent les participations directes et indirectes de TransCanada dans divers gazoducs. Ils comprennent aussi les activités de mise en valeur de projets liés à la recherche, par TransCanada, de nouvelles possibilités associées aux pipelines et au transport de gaz ou de pétrole.

En 2006, le résultat net des autres pipelines de TransCanada s'est établi à 94 millions de dollars, comparativement à 148 millions de dollars en 2005 et à 119 millions de dollars en 2004. À l'exclusion des gains réalisés à la vente de Northern Border Partners, L.P. en 2006 et à la vente de parts de PipeLines LP en 2005, le résultat net en 2006 est inférieur de 18 millions de dollars à celui de 2005. Ce recul est principalement attribuable à la hausse des coûts d'élaboration de projets et des frais de soutien connexes, compte tenu de la croissance de l'entreprise de pipelines, à la diminution de la participation dans PipeLines LP, au fléchissement du dollar américain, et aux règlements dans le cadre d'une faillite qui avaient été reçus par Iroquois en 2005, le tout annulé en partie par la progression du résultat net de Portland en raison du règlement dans le cadre d'une faillite reçu en 2006.

Exclusion faite des gains réalisés à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et à la vente du projet de pipeline Millennium (Millennium) en 2004, le résultat net de 2005 était de 13 millions de dollars inférieur à celui de 2004. Cette baisse s'expliquait 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 l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain en 2005.

PIPELINES – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Acquisition d'ANR et de Great Lakes
Le 22 février 2007, TransCanada a réalisé l'acquisition d'ANR et à acheté à El Paso Corporation une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme d'environ 488 millions de dollars US prise en charge. Cette opération permettra à la société d'élargir grandement ses activités dans les secteurs des gazoducs et du stockage de gas naturel en Amérique du Nord.

ANR exploite un des plus grands réseaux de gazoducs interétatiques aux États-Unis, proposant des services de transport et de stockage, ainsi que divers autres services liés à la capacité, à une palette de clients aux États-Unis et au Canada. Le réseau pipelinier, d'une longueur approximative de 17 000 km, a une capacité de pointe de 6,8 milliards de pieds cubes par jour. Il achemine du gaz naturel des gisements en exploitation de la Louisiane, de l'Oklahoma, du Texas et du golfe du Mexique jusqu'aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana. Par ailleurs, il est relié à de nombreux autres pipelines, ce qui permet aux clients d'avoir accès à diverses sources d'approvisionnement, de l'Ouest canadien et de la région américaine des Rocheuses, de même qu'à tout un éventail de marchés de consommation du Midwest américain et du Nord-Est des États-Unis.

De plus, ANR possède et exploite, au Michigan, de nombreuses installations souterraines de stockage de gaz naturel ayant une capacité totale d'environ 230 milliards de pieds cubes. Ses installations procurent aux clients une grande souplesse, à l'égard de la prestation de services, en leur permettant de répondre aux besoins quotidiens de livraison pendant les périodes de pointe, tout en profitant de la valeur ajoutée découlant de l'évolution de la dynamique entre l'offre et la demande. Dans le cadre de l'acquisition, TransCanada obtiendra également certaines sources d'approvisionnement en gaz naturel situées à l'intérieur des gisements de production et des réservoirs de stockage au Michigan.

Great Lakes
Le 22 février 2007, PipeLines LP a réalisé l'acquisition auprès d'El Paso Corporation d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 962 millions de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme d'environ 212 millions de dollars US prise en charge. Great Lakes possède et exploite un gazoduc interétatique de 3 402 km ayant une capacité nominale de 2,5 milliards de pieds cubes par jour. TransCanada est le commandité de PipeLines LP, dans laquelle elle détient une participation de 32,1 %.

Réseau principal au Canada
En mai 2006, TransCanada a déposé une demande d'approbation de deux services, sur le réseau principal au Canada, visant à répondre aux besoins croissants des centrales ontariennes alimentées au gaz naturel. Ces services sont conçus pour assurer aux expéditeurs un accès au transport sur avis d'à peine 15 minutes, de manière à mieux assortir, chronologiquement, leurs besoins en matière de transport de gaz aux exigences de la production d'électricité. La demande a fait l'objet d'une audience avec témoignages de vive voix en septembre 2006, puis, en décembre 2006, avec modifications mineures, l'ONÉ a approuvé la mise en œuvre des services.

En décembre 2006, TransCanada a présenté une demande d'approbation à l'ONÉ pour un nouveau point de réception à Gros-Cacouna, sur le réseau principal au Canada. La société souhaite en outre obtenir une confirmation de la méthode de tarification qui s'appliquera au service à partir de ce point. Le nouveau point de réception permettrait les réceptions de GNL, après regazéification, à Gros-Cacouna, ce qui constituerait une nouvelle source d'approvisionnement, sur le réseau principal au Canada, afin de desservir les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis. L'ONÉ a défini une marche à suivre pour traiter la demande d'approbation de Gros-Cacouna, au Québec, comme nouveau point de réception, et cette marche à suivre prévoit une audience avec témoignages de vive voix devant commencer en avril 2007.

Réseau de l'Alberta
Le 21 février 2006, l'EUB a rendu sa décision sur la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2005. L'EUB a approuvé la tarification de 2005 sans modification. Compte tenu de cette décision, TransCanada a été en mesure, le 14 mars 2006, de mettre la touche finale aux droits du réseau de l'Alberta de 2005 et de 2006. Les droits définitifs de 2006 sont entrés en vigueur le 1er avril 2006. Avec l'approbation de l'EUB, TransCanada avait facturé des droits provisoires depuis le 1er janvier 2006.

TransCanada a déposé une demande de révision et de modification des coûts de transport par des tiers de Ventures LP après la décision rendue par l'EUB sur la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. L'EUB avait alors rejeté certains coûts associés au nouveau contrat de transport par des tiers de Ventures LP qui remplaçait le précédent. Dans sa décision du 28 novembre 2006 (décision 2006-069), l'EUB a autorisé le recouvrement de coûts d'un montant approximatif de 1 million de dollars, compte tenu du moment où l'ancien contrat de transport par des tiers a pris fin et de celui où le nouveau est entré en vigueur.

Le 30 novembre 2006, l'EUB a présenté sous leur forme définitive les résultats de la formule de calcul du taux de rendement général de l'avoir des actionnaires ordinaires de 2007. Ce taux, pour le réseau de l'Alberta, sera de 8,51 % en 2007 alors qu'il était de 8,93 % en 2006.

Le 20 décembre 2006, l'EUB a approuvé la demande de TransCanada pour des droits provisoires à l'égard des services de transport à partir du 1er janvier 2007. Les droits définitifs pour 2007 seront établis au premier trimestre de 2007, au moment de la mise à jour des composantes des coûts à comptabiliser dans le contexte des besoins en produits, de manière à rendre compte des coûts et des produits réels de l'exercice précédent.

GTN
En juin 2006, TransCanada a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire pour le réseau de Gas Transmission Northwest. La baisse des produits, découlant du non-renouvellement de contrats et du non-respect d'obligations de la part d'expéditeurs, est la principale cause du dépôt du dossier. Ce dossier détaillé demandait un certain nombre de modifications tarifaires, y compris, sous réserve d'un remboursement, une majoration des tarifs pour les services de transport, laquelle est entrée en vigueur le 1er janvier 2007. Les tarifs proposés tiennent compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 14,5 %, d'un ratio de l'avoir des actionnaires ordinaires de 62,99 %, et d'un taux d'amortissement de 2,76 % pour les installations de transport. Les tarifs en vigueur avant l'augmentation tarifaire de janvier 2007 étaient fondés sur le dossier tarifaire précédent, déposé en 1994.

En janvier 2007, TransCanada a reçu une ordonnance de procédure de la FERC établissant un calendrier pour la tenue de l'audience sur les tarifs du réseau. Il est prévu que cette audience sur les tarifs commencera le 31 octobre 2007.

Réseau de la Colombie-Britannique et Foothills
TransCanada a déposé des demandes auprès de l'ONÉ au début de décembre 2005 en vue de l'approbation des droits de 2006, pour Foothills et le réseau de la Colombie-Britannique, selon une entente conclue avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et d'autres intervenants et 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 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.

En mars 2006, TransCanada a entamé des discussions avec les expéditeurs du réseau de la Colombie-Britannique et de Foothills afin d'intégrer le premier de ces réseaux au second. Ces discussions ont éventuellement mené à une entente (règlement au sujet de l'intégration) entre Foothills et l'ACPP. Le règlement au sujet de l'intégration modifiait une entente existante, portant sur Foothills, et prévoit un mécanisme de partage des économies envisagées compte tenu d'une plus grande efficacité administrative découlant de l'intégration des deux réseaux. TransCanada a déposé la demande d'intégration de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique et des approbations connexes auprès de l'ONÉ le 21 décembre 2006. L'ONÉ a approuvé cette demande sans aucune modification en février 2007.

Tamazunchale
En décembre 2006, TransCanada a entrepris l'exploitation commerciale du pipeline Tamazunchale. Situé dans le centre du Mexique, Tamazunchale, d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 130 km, a 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 *Comisión Federal de Electricidad* est d'une durée de 26 ans.

Le pipeline est conçu pour transporter initialement des volumes 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.

North Baja
Le 7 février 2006, North Baja Pipelines LLC (North Baja) a déposé auprès de la FERC une demande d'expansion et de révision de son réseau actuel afin de faciliter l'importation, après regazéification, d'un maximum de 2,7 milliards de pieds cubes par jour de GNL en provenance du Mexique et à destination des marchés de la Californie et de l'Arizona. Plus précisément, North Baja propose de modifier son réseau actuel pour permettre l'écoulement bidirectionnel du gaz naturel, de construire une nouvelle station de comptage et un pipeline d'interconnexion, d'un diamètre de 36 pouces, avec les installations de Southern California Gas Company, de construire une canalisation latérale d'environ 74 km pour desservir des centrales, et d'aménager le doublement de l'intégralité de son réseau actuel, qui s'étend sur environ 129 km, au moyen de canalisations d'un diamètre de 42 pouces et de 48 pouces. 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. Le 6 octobre 2006, la FERC a rendu une décision préliminaire approuvant tous les aspects de la proposition de North Baja autres que ceux liés aux questions environnementales, lesquels feront l'objet d'une ordonnance future.

Pipeline Keystone
En novembre 2005, TransCanada a signé un protocole d'entente avec ConocoPhillips Company et ConocoPhillips Pipe Line Company (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, TransCanada 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, TransCanada a procédé 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, par la voie d'un réseau pipelinier de 2 960 km. La capacité du pipeline peut être portée à 590 000 barils par jour après la greffe de pompes supplémentaires. Outre les nouvelles canalisations qui seront construites aux États-Unis sur une distance d'environ 1 730 km, la partie canadienne du projet prévoit la construction de nouvelles canalisations sur quelque 370 km et la transformation, sur approximativement 860 km, d'une partie des installations exploitées par TransCanada pour le transport du gaz naturel afin que ces installations puissent transporter du pétrole brut. Au 31 décembre 2006, la société avait capitalisé un montant de 39 millions de dollars relativement à Keystone.

En 2006, TransCanada et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone), filiale en propriété exclusive de TransCanada, ont déposé auprès de l'ONÉ deux demandes réglementaires liées au tronçon canadien du pipeline Keystone. En juin 2006, Trans Canada a déposé auprès de l'ONÉ la première demande visant à faire approuver le transfert à Keystone d'une partie de ses installations de transport de gaz naturel sur le réseau principal au Canada de manière que leur utilisation soit intégrée au pipeline Keystone. Dans le cadre de cette demande de transfert, TransCanada souhaitait faire approuver une réduction de la base tarifaire d'un montant correspondant à la valeur comptable nette des installations transférées, et l'ajout de la valeur comptable nette de ces installations à la base tarifaire du pipeline Keystone. Les audiences publiques sur la demande de transfert se sont terminées au milieu de novembre 2006. L'approbation de l'ONÉ a été reçue en février 2007.

Dans la seconde demande, TransCanada souhaitait faire approuver la construction et l'exploitation de nouvelles installations au Canada, dont un nouvel oléoduc d'une longueur d'environ 370 km, des installations de terminal à Hardisty, en Alberta, et les stations de pompage requises. TransCanada cherche également à faire approuver les droits et le tarif pour le pipeline. L'ONÉ devrait faire connaître sa décision au sujet de cette demande au quatrième trimestre de 2007.

En avril 2006, TransCanada a déposé auprès du Département d'État des États-Unis une demande de permis présidentiel pour la construction, l'exploitation et l'entretien du tronçon américain du pipeline Keystone. En septembre 2006, le Département d'État a délivré un avis de demande officiel ainsi qu'un avis d'intention de préparation d'un énoncé d'impact environnemental pour le projet.

En juin 2006, TransCanada a saisi l'*Illinois Commerce Commission* d'un recours en vue d'obtenir un certificat autorisant le pipeline et donnant pouvoir d'expropriation. Cette question devrait faire l'objet d'audiences en mars 2007.

Les expéditeurs ont également exprimé un intérêt dans le contexte d'un prolongement possible du pipeline Keystone, jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Dans le cadre d'un appel de soumissions qui se terminera à la fin du premier trimestre de 2007, des engagements exécutoires sont demandés à l'appui des prolongements Heartland et Cushing, qui permettraient l'expansion du pipeline Keystone en en portant la capacité, d'environ 435 000 barils par jour à l'origine, à 590 000 barils par jour, et la construction d'un prolongement, sur une distance de 468 km et au moyen de canalisations d'un diamètre de 36 pouces, du tronçon américain du pipeline jusqu'à Cushing. L'expansion et le prolongement permettraient à Keystone de fournir au brut de l'Ouest canadien un accès élargi à deux carrefours de transport et marchés clés : Patoka et Cushing. Les dépenses en immobilisations prévues sont de 700 millions de dollars US et la date d'entrée en service visée est le quatrième trimestre de 2010.

Le prolongement Heartland envisagé, d'une longueur de 190 km, permettrait au pipeline Keystone d'atteindre Fort Saskatchewan à partir de Hardisty. Ce prolongement élargirait la portée d'approvisionnement des marchés du pipeline Keystone, tout en fournissant un meilleur service de transport entre les deux grands centres albertains pour le pétrole brut. Les dépenses en immobilisations prévues sont de l'ordre de 300 millions de dollars US. Des discussions avec les expéditeurs, visant à jauger leur degré d'intérêt, sont en cours et pourraient bien mener à la conclusion d'ententes commerciales plus tard en 2007. L'entrée en service visée pour le prolongement Heartland est 2010-2011.

Les activités de TransCanada consistent à faire le lien entre les sources d'approvisionnement en énergie et les marchés, et elle considère que le pipeline Keystone constitue un autre moyen de fournir un précieux service à ses clients. La transformation d'un des gazoducs de la société à des fins de transport de pétrole représente une façon novatrice et économique de réagir au besoin de nouveaux pipelines, compte tenu de la croissance prévue de la production de pétrole brut au Canada au cours des dix prochaines années.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie

Le GVM donnerait lieu à la construction d'un gazoduc de 1 200 km qui, à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, atteindrait la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. En juin 2006, TransCanada a déposé une demande auprès de l'EUB pour l'approbation des installations Dickins-Vardie, un projet d'investissement de 212 millions de dollars destiné à assurer l'interconnexion, pour le gaz du Mackenzie, avec le réseau de l'Alberta.

Tout au long de 2006, les promoteurs du GVM ont participé à des audiences publiques convoquées par l'ONÉ et par un comité d'examen conjoint (CEC) créé afin d'évaluer le projet sous ses aspects socioéconomique et environnemental. La conclusion de ces audiences est prévue pour le deuxième trimestre de 2007, et le rapport du CEC devrait en bout de ligne être inclus à l'intérieur du processus d'examen de l'ONÉ. Parallèlement, les promoteurs du projet ont réévalué les estimations de dépenses en immobilisations et le calendrier de construction pour le GVM à la lumière de la flambée des coûts de

construction à l'échelle de l'industrie et de la pénurie de main-d'œuvre. Une nouvelle estimation des dépenses en immobilisations associées au projet devrait être déposée auprès de l'ONÉ au premier trimestre de 2007.

Exception faite des installations d'interconnexion avec le réseau de l'Alberta, la participation de TransCanada dans le cadre du GVM découle d'une entente signée en 2003 avec l'APG et le GVM au titre de laquelle TransCanada a convenu de financer la part d'un tiers des coûts d'élaboration préliminaire du pipeline liés au projet revenant à l'APG. Ces coûts sont actuellement évalués à environ 145 millions de dollars d'ici la fin de 2007. Les avances cumulatives consenties par TransCanada à ce chapitre totalisaient 118 millions de dollars au 31 décembre 2006. Elles sont comprises dans le poste Autres actifs et elles constituent un prêt à l'APG qui ne devient remboursable qu'après la date à laquelle le pipeline entre en exploitation commerciale. En fin de parcours, il est prévu que le montant total du prêt soit intégré 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. Si le projet ne va pas de l'avant, TransCanada ne dispose d'aucun recours contre l'APG en vue du recouvrement des montants avancés. Par conséquent, la récupération des avances dépend du succès du projet.

Selon les modalités de certains accords de GVM, TransCanada a la possibilité d'acquérir une participation dans le pipeline, à concurrence de 5 %, dès le moment où la mise en chantier est décidée. TransCanada 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 autres propriétaires du pipeline et l'APG se partageant le reste.

Projet de gazoduc de la route de l'Alaska

En 2006, TransCanada 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. Au début de 2006, le gouvernement de l'État de l'Alaska a conclu une entente préliminaire avec ConocoPhillips Alaska Inc., BP Exploration (Alaska) Inc. et ExxonMobil Alaska Production Inc. sur le projet pipelinier. Cependant, la législature de l'État n'a pas ratifié cette entente. Le gouverneur de l'Alaska, nouvellement élu en novembre 2006, a indiqué que le nouveau gouvernement avait l'intention de proposer un processus différent en 2007 à l'égard du projet pipelinier.

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

Sources d'approvisionnement et marchés de l'Ouest

La principale justification des projets d'infrastructures du réseau de l'Alberta est la croissance des sources d'approvisionnement en gaz naturel et de la demande des marchés dans les diverses régions desservies par ce réseau. En 2006, les prix du gaz naturel ont fléchi par rapport à ceux de 2005, ce qui a été à l'origine d'un certain ralentissement des activités de forage de puits de gaz naturel. Néanmoins, l'activité demeure intense, ce qui a été la source d'une croissance de l'offre dans certaines régions de l'Ouest canadien et d'un relèvement des besoins pour de nouvelles infrastructures de transport. La croissance de l'offre est principalement attribuable aux forages classiques en profondeur dans l'ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi qu'à la mise en valeur du méthane houiller dans le centre de l'Alberta.

TransCanada continuera de concentrer ses efforts en vue du raccordement efficace et en temps opportun de la nouvelle production gazière de manière que les clients puissent rapidement avoir accès aux marchés. Par ailleurs, TransCanada cherchera par tous les moyens à maintenir la souplesse de son service pour demeurer concurrentielle.

En avril 2006, TransCanada a obtenu de l'EUB l'approbation de construire de nouvelles installations de transport de gaz naturel afin de répondre aux exigences de livraison ferme, à l'intérieur des frontières de l'Alberta, découlant de contrats signés par des sociétés mettant en valeur les sables bitumineux dans la région de Fort McKay. Le coût en capital estimatif de ces installations, qui comprennent notamment un pipeline de 127 km et trois stations de comptage, est de 125 millions de dollars. Outre les installations proposées pour Fort McKay, TransCanada a construit d'autres stations de comptage dans le contexte de contrats de livraison ferme, à l'intérieur des frontières albertaines, pour un volume approximatif de 200 millions de pieds cubes par jour.

Sources d'approvisionnement et marchés de l'Est
Par le passé, le réseau pipelinier de TransCanada dans l'Est était approvisionné par du gaz acheminé sur de longues distances à partir de l'Ouest canadien, ou encore reçu de réservoirs de stockage ou de pipelines d'interconnexion dans le sud-ouest de l'Ontario. Désormais, ce réseau pourrait aussi être approvisionné au moyen de livraisons de GNL à partir des installations de regazéification envisagées au Québec et dans le Nord-Est des États-Unis.

La production d'électricité demeure le principal inducteur d'une demande de gaz accrue dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis. Des projets à ce chapitre, qui nécessitent de forts volumes de gaz naturel, continuent d'être élaborés, ce qui favorise l'utilisation du réseau pipelinier de l'Est. Dans l'optique de tels projets, en 2006, TransCanada a reçu l'approbation de l'ONÉ pour la construction de deux nouveaux services visant à attirer la demande accrue de transport de gaz naturel vers le réseau principal au Canada.

Par ailleurs, en 2006, TransCanada a mené à terme la construction, sur son réseau principal au Canada, de trois installations approuvées par l'ONÉ. Il s'agit des doublements de Stittsville et de Deux-Rivières, au moyen de canalisations d'un diamètre de 42 pouces sur une longueur d'environ 38 km et à un coût en capital approximatif de 113 millions de dollars, ainsi que du doublement de Les Cèdres, au moyen de canalisations d'un diamètre de 36 pouces sur une longueur d'environ 21 km et à un coût en capital de 56 millions de dollars.

PIPELINES – RISQUES D'ENTREPRISE

Concurrence
Les réseaux de TransCanada 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, lequel montre de plus en plus de signes de maturité, ainsi qu'aux marchés desservis par TransCanada. En outre, les contrats de transport garanti à long terme qui continuent d'arriver à échéance ont entraîné des réductions marquées de la capacité garantie sous contrat à long terme 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 de transport garanti à court terme.

Le BSOC constitue la principale source d'approvisionnement en gaz naturel de TransCanada. Selon les données de décembre 2005, les réserves gazières découvertes du BSOC sont évaluées à quelque 57 billions de pieds cubes. Au rythme de production actuel, le ratio de ces réserves par rapport à la production est d'environ neuf ans. Par le passé, des réserves supplémentaires étaient découvertes régulièrement et elles contribuaient à maintenir le ratio des réserves par rapport à la production autour de neuf ans. Les prix futurs du gaz naturel à 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 en gaz naturel 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 TransCanada détient partiellement ou en propriété exclusive et de la concurrence suscitée par d'autres pipelines, et compte tenu aussi de la hausse marquée de la demande de gaz naturel en Alberta, TransCanada prévoit qu'il existera, dans un avenir prévisible, une capacité pipelinière excédentaire en provenance du BSOC.

Le réseau de l'Alberta de TransCanada 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 aux débouchés extérieurs. Le réseau de l'Alberta a fait face et continuera de faire face à la concurrence croissante d'autres pipelines. Une question qui prend de plus en plus de place au chapitre de la concurrence pour le réseau de l'Alberta est l'existence des liquides de gaz naturel (LGN) dans le gaz transporté par pipeline, et l'accès à ces liquides. La convention d'extraction actuellement en vigueur en Alberta prévoit l'allocation d'une valeur de contenu thermique aux expéditeurs aux points de réception en fonction du mélange gazeux moyen du réseau de l'Alberta dans son ensemble. Cette question devient lourde de sens pour les producteurs des régions nordiques, où le gaz présente généralement une forte teneur en LGN, puisque ces producteurs veulent extraire la valeur totale des LGN. L'industrie pétrochimique en Alberta s'intéresse elle aussi vivement à la question puisqu'elle utilise les LGN comme charge d'alimentation. L'EUB est conscient de la convention d'extraction inéquitable qui existe actuellement, et l'organisme a indiqué qu'il prendra les mesures nécessaires pour étudier la question.

Le réseau principal au Canada, soit le gazoduc transcontinental de TransCanada, dessert les marchés du centre-ouest et de l'est, au Canada et aux États-Unis. La demande de gaz naturel sur les principaux marchés de TransCanada 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, TransCanada fait face à des concurrents de taille dans ces régions. Les consommateurs du Nord-Est des États-Unis

ont la plupart du temps accès à une panoplie de pipelines et de sources d'approvisionnement. Les marchés de l'Est du Canada, qui étaient par le passé alimentés exclusivement par TransCanada, 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 dans les contrats de transport garanti sur de longues distances. Ces réductions ont cependant été en partie annulées par des hausses dans les 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 le caractère concurrentiel de ses droits. Au cours de l'exercice 2005 et au début de 2006, les prix 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. La modération des prix sur ces marchés ultérieurement en 2006 a ramené les débits jusqu'aux alentours des niveaux prévus. À court ou à moyen terme, il existe des possibilités limitées de réduire les effets précités en rehaussant les volumes transportés par le réseau principal au Canada sur de longues distances.

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 et de desservir des marchés des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, en Californie et au Nevada, où des sources d'approvisionnement d'autres gisements font concurrence à celles du BSOC. Par le passé, le prix du gaz naturel provenant du BSOC était concurrentiel à celui du gaz provenant d'autres sources d'approvisionnement desservant ces marchés. Le réseau de Gas Transmission Northwest a connu une situation où de nombreux contrats n'ont pas été renouvelés en 2005 et en 2006, le gaz naturel en provenance du BSOC et acheminé par la voie du réseau de Gas Transmission Northwest rivalisant, pour les marchés de la Californie et du Nevada, avec des gisements 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 différentes sources d'approvisionnement de l'Ouest canadien, dont le gaz est transporté par d'autres pipelines.

En octobre 2006, le plus gros client du réseau de Gas Transmission Northwest, Pacific Gas & Electric Company (PG&E), a prolongé son contrat jusqu'au 31 octobre 2008. En 2006, PG&E comptait pour environ 22 % du résultat du réseau de Gas Transmission Northwest. Au plus tard le 31 octobre 2007, PG&E informera TransCanada de sa décision de prolonger ou non le contrat au-delà de novembre 2008, alors qu'elle se prévaudra du droit de premier refus prévu au titre du contrat ou qu'elle résiliera celui-ci.

Les services de transport assurés par 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. North Baja assure la livraison de gaz 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 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 manquement d'une contrepartie à ses engagements en est un toujours présent. En décembre 2005, Calpine Corporation et certaines de ses filiales (Calpine) se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis. Calpine a refusé de respecter ses contrats de transport sur certains des pipelines de TransCanada au Canada à compter du 1er janvier 2007, comme l'y autorise une ordonnance émise en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*. TransCanada avait jugé prudent d'obtenir les garanties financières maximales permises au titre des tarifs canadiens qui s'appliquaient et elle déposera, auprès de l'organisme de réglementation, une demande en vue du recouvrement, au titre du modèle réglementaire actuellement en vigueur, de toute perte de revenus, exclusion faite des montants d'assurance, ainsi que de toute perte de produits découlant de la non-utilisation de la capacité prévue. Si Calpine devait être autorisée à rejeter ses contrats de transport sur certains des pipelines de TransCanada aux États-Unis, 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. Il existe des facteurs atténuants qui peuvent réduire cette exposition, notamment une remise sous contrat de la capacité lorsque possible, et 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 lié à la réglementation

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 TransCanada au Canada. Les taux de

rendement financier approuvés, qui ne sont pas concurrentiels par rapport au rendement obtenu sur des actifs comportant des risques semblables et qui pourraient défavoriser les investissements supplémentaires dans les réseaux de gazoducs en exploitation au Canada, demeurent une source de préoccupation pour TransCanada. Ces dernières années, TransCanada a sollicité un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 11 % sur un ratio de l'avoir réputé 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. En outre, l'ONÉ a maintenu sa formule de calcul du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, tandis que l'EUB a défini les paramètres d'une formule générale s'appuyant en grande partie sur celle de l'ONÉ. En 2006, la formule de calcul de l'ONÉ a fait en sorte de ramener le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires à 8,88 %, alors qu'il était de 9,46 % en 2005; le taux de rendement général de l'avoir des actionnaires ordinaires calculé selon la formule de l'EUB a pour sa part été ramené à 8,93 %, alors qu'il était de 9,50 % en 2005. Ces taux pour le réseau principal au Canada et pour le réseau de l'Alberta ont continué de régresser en 2007, jusqu'à 8,46 % dans le premier cas, et 8,51 % dans le second.

Risque lié aux livraisons
Avec l'échéance de contrats de transport conclus par des sociétés pipelinières aux États-Unis dans lesquelles TransCanada détient une participation, celles-ci sont davantage exposées au risque lié aux livraisons et aux fluctuations de leurs produits. Le risque lié aux livraisons découle de la concurrence à l'égard des sources d'approvisionnement et des marchés, des prix associés aux différents gisements gaziers, de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, des pipelines concurrents, et du prix des combustibles de remplacement.

PIPELINES – DIVERS

Sécurité
En 2006, TransCanada 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. TransCanada a enregistré en 2006 la rupture de deux canalisations de faible diamètre en des lieux isolés du nord de l'Alberta. Ces ruptures ont permis à du gaz naturel non corrosif de s'échapper et ont été à l'origine d'un choc minime, mais 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 sont comptabilisées selon la méthode d'imputation à l'exercice, et, par conséquent, n'influent pas sur le résultat de TransCanada. En 2007, la société prévoit engager environ 100 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive, ce qui est à peu près identique au montant dépensé en 2006. TransCanada a toujours 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 pipeliniers. TransCanada dispose d'un système de gestion détaillée des politiques, des programmes et des marches à suivre pour assurer la sécurité de ses employés et des entrepreneurs au travail.

Environnement
En 2006, TransCanada a continué de se pencher sur les questions environnementales associées à ses activités antérieures au moyen de programmes dynamiques d'échantillonnage, de surveillance et de restauration des lieux. Des évaluations environnementales des lieux ont été réalisées pour les actifs du réseau de la Colombie-Britannique, du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. Le programme d'amélioration de l'intégrité du confinement des postes de compression le long du réseau principal au Canada s'est lui aussi poursuivi. De plus, il y a eu démolition et nettoyage de quatre postes de compression du réseau principal en 2006. TransCanada continuera d'investir activement dans l'amélioration de ses pratiques de protection de l'environnement en 2007 et par la suite.

Des renseignements supplémentaires sur la gestion des risques liés à l'entreprise de pipelines sont présentés sous la rubrique Risques et gestion des risques du présent rapport de gestion.

PIPELINES – PERSPECTIVES

Avec une demande de gaz naturel qui augmente sans cesse partout en Amérique du Nord, l'entreprise de pipelines de TransCanada continuera de jouer un rôle critique à l'égard de la fiabilité d'acheminement de ce gaz. En 2007, l'entreprise continuera de se concentrer sur la livraison fiable de gaz naturel aux marchés en pleine croissance, sur le raccordement de

nouvelles sources d'approvisionnement, sur la poursuite de l'aménagement de nouvelles infrastructures d'interconnexion pour le gaz naturel des régions nordiques et pour le GNL dans l'Est, et sur les travaux de construction du pipeline Keystone.

Il semble que les producteurs continueront 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. Il y aura également une grande activité visant des ressources non classiques comme le méthane houiller, même si cette activité devrait être moins fébrile que l'an dernier. Selon l'emplacement des ressources, de nouvelles installations seront requises pour l'acheminement des volumes supplémentaires. De nouvelles demandes de clients souhaitant desservir des marchés de l'Est du Canada et des États-Unis nécessiteront l'élargissement de certaines installations du réseau principal au Canada en 2007 et en 2008, ce qui se traduira notamment par l'ajout de 18 MW de compression et par un projet de doublement sur 7 km. Le coût en capital estimatif de ces projets est de 63 millions de dollars.

Les volumes supplémentaires tirés du GNL devraient servir à répondre aux besoins croissants des marchés nord-américains à moyen ou à long terme. Par conséquent, TransCanada s'engagera avec prudence de manière à mieux comprendre les incidences possibles, commerciales et opérationnelles, d'un raccordement d'installations de GNL sur les réseaux pouvant être touchés.

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

Résultat

TransCanada prévoit que la réalisation de l'acquisition d'ANR et de Great Lakes ainsi que l'accroissement de la participation dans PipeLines LP contribueront à faire augmenter le résultat net de l'entreprise de pipelines en 2007 comparativement à 2006. Le résultat des gazoducs de TransCanada détenus en propriété exclusive au Canada est principalement fonction de la base tarifaire moyenne, du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, et des revenus incitatifs possibles. À court ou à moyen terme, la société prévoit des investissements modestes dans les actifs parvenus à maturité, et, par conséquent, une régression nette continue de la base tarifaire moyenne en raison de l'amortissement. Ainsi, 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 possibles, il faut s'attendre à une future baisse du résultat des pipelines détenus en propriété exclusive au Canada. Toutefois, les flux de trésorerie importants provenant de ces 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. Qui plus est, le pipeline Tamazunchale haussera le résultat de 2007 du fait d'un premier exercice complet d'exploitation.

En novembre 2006, l'ONÉ a fixé le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires pour le réseau principal au Canada en 2007 à 8,46 %, alors qu'il était de 8,88 % en 2006. En outre, la base tarifaire moyenne devrait continuer de régresser en 2007. Ces deux facteurs devraient normalement, en l'absence de tout autre facteur à effet contraire, comprimer le résultat du réseau principal au Canada en 2007 par rapport à celui de 2006.

Le résultat du réseau de l'Alberta en 2007 subira le contrecoup de la diminution du taux de rendement général de l'avoir des actionnaires ordinaires, calculé selon la formule de l'EUB et établi à 8,51 % en 2007, alors qu'il était de 8,93 % en 2006, ainsi que de la 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 à risque. Il est possible que les composantes à risque des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration incluses dans le règlement aient une incidence négative sur le résultat du réseau de l'Alberta en 2007.

En 2007, des volumes moindres sous forme de contrats de transport garanti sur le réseau de Gas Transmission Northwest, notamment en raison de la faillite de Calpine, devraient avoir des incidences négatives sur le résultat de ce réseau comparativement à 2006. Les conséquences du dépôt du dossier tarifaire sur les résultats financiers du réseau demeurent incertaines. À l'exclusion des gains, le résultat net des autres pipelines devrait s'approcher du chiffre inscrit en 2006.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive en 2006 ont totalisé 434 millions de dollars. En 2007, les dépenses en immobilisations totales affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive devraient atteindre quelque 400 millions de dollars, exclusion faite des dépenses en immobilisations d'ANR, s'il en est.

VOLUMES DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL
(en milliards de pieds cubes)

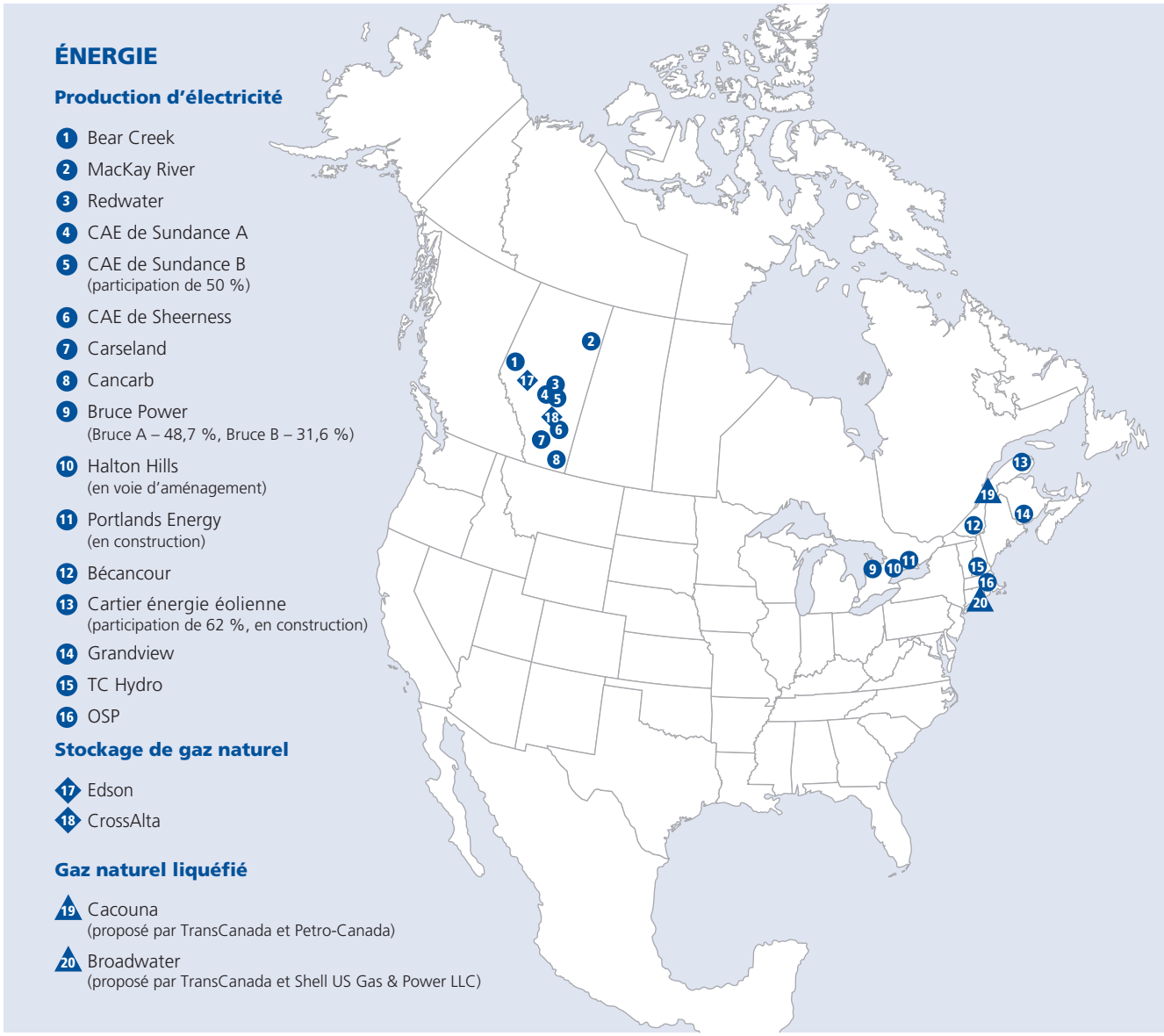
	2006	2005	2004
Réseau principal au Canada[1]	**2 955**	2 997	2 621
Réseau de l'Alberta[2]	**4 051**	3 999	3 909
Réseau de Gas Transmission Northwest[3]	**790**	777	181
Foothills	**1 051**	1 051	1 139
Réseau de la Colombie-Britannique	**351**	321	360
North Baja[3]	**95**	84	13
Great Lakes	**816**	850	801
Northern Border	**799**	808	845
Iroquois	**384**	394	356
TQM	**158**	166	159
Ventures LP	**179**	138	136
Portland	**52**	62	50
Tuscarora	**28**	25	25
Gas Pacifico	**52**	34	28
TransGas	**22**	19	18
Tamazunchale[4]	**–**	–	–

(1) En 2006, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan se sont établies à 2 224 milliards de pieds cubes (2 215 milliards de pieds cubes en 2005; 2 017 milliards de pieds cubes en 2004).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 4 160 milliards de pieds cubes en 2006 (4 034 milliards de pieds cubes en 2005; 3 952 milliards de pieds cubes en 2004).

(3) TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1er novembre 2004. Les volumes de livraison de 2004 sont pour les livraisons effectuées par GTN en novembre et en décembre 2004.

(4) Le pipeline Tamazunchale est entré en service le 1er décembre 2006.



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

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

REDWATER Une centrale de cogénération de 40 MW alimentée au gaz naturel et 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. TransCanada est propriétaire de la CAE de 560 MW de Sundance A, qui échoit en 2017. Elle détient une participation réelle de 50 % dans la CAE de 706 MW de Sundance B, qui échoit en 2020.

SHEERNESS La centrale de Sheerness compte deux unités de production d'énergie thermique alimentés au charbon de 390 MW. TransCanada est propriétaire de la CAE de 756 MW de Sheerness, qui échoit en 2020.

CARSELAND Une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel et 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 TransCanada.

BRUCE POWER TransCanada détient une participation de 31,6 % dans Bruce B, prévoyant l'exploitation des cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs, dont la capacité de production approximative est de 3 200 MW. En outre, TransCanada détient une participation de 48,7 % dans Bruce A, prévoyant l'exploitation des troisième et quatrième réacteurs, dont la capacité de production approximative est de 1 500 MW, ainsi que des premier et deuxième réacteurs, présentement inutilisés et dont la capacité de production approximative est aussi de 1 500 MW. Ces deux derniers réacteurs sont en voie d'être remis en état en vue d'un retour à la production prévu pour la fin de 2009 ou le début de 2010.

HALTON HILLS La centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel et située près de la ville de Halton Hills, en Ontario, est en cours d'aménagement et sa mise en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2010.

PORTLANDS ENERGY TransCanada détient une participation de 50 % dans la centrale à cycle combiné à haut rendement énergétique d'une puissance de 550 MW au cœur de Toronto. Cette centrale est en chantier; elle devrait être en exploitation en mode à cycle simple et assurer la livraison de 340 MW d'électricité à la ville de Toronto à compter de juin 2008. L'entrée en exploitation en mode à cycle combiné intégral, avec livraison de 550 MW d'électricité, est prévue pour le deuxième trimestre de 2009.

BÉCANCOUR Les travaux de construction de la centrale de Bécancour, située près de Trois-Rivières, au Québec, sont terminés, et cette centrale de 550 MW est entrée en service en septembre 2006. Elle vendra toute sa production d'électricité à Hydro-Québec, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. En outre, elle vend de la vapeur à des clients industriels à des fins d'utilisation dans le cadre de processus commerciaux.

CARTIER ÉNERGIE ÉOLIENNE Les travaux de construction dans le cadre du projet de 740 MW de Cartier énergie éolienne, dans lequel TransCanada détient une participation de 62 %, se sont poursuivis en 2006. Le parc de Baie-des-Sables, le premier de six projets et d'une capacité de production de 110 MW, est entré en service en novembre 2006. La planification et la construction des cinq autres parcs poursuivront leur cours, sous réserve de l'obtention des autorisations et approbations voulues.

GRANDVIEW Une centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel et située à Saint John, au Nouveau-Brunswick, qui 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 Oil.

TC HYDRO Les installations hydroélectriques de TransCanada sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield, qui regroupent 13 centrales, avec barrages et réservoirs connexes, et dont la capacité de production totale est de 567 MW, sont situées au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts.

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

EDSON Les installations souterraines de stockage de gaz naturel d'Edson situées près de la ville éponyme, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. Le système de traitement central a une capacité maximale d'injection et de retrait de gaz naturel de 725 millions de pieds cubes par jour. Edson a une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de quelque 50 milliards de pieds cubes. Après achèvement substantiel des travaux de construction des installations d'Edson au troisième trimestre de 2006, elles ont été mises en service le 31 décembre 2006.

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 gaz naturel de 50 milliards de pieds cubes et une capacité de livraison maximale de 400 millions de pieds cubes par jour. TransCanada détient une participation de 60 % dans CrossAlta.

CACOUNA Le projet de Cacouna, une coentreprise avec Petro-Canada, propose l'aménagement d'un terminal méthanier dans le port de Gros-Cacouna, au Québec, sur le fleuve Saint-Laurent. Le terminal permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, puis une expédition moyenne d'environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

BROADWATER Le projet de Broadwater, coentreprise avec Shell US Gas & Power LLC, propose l'aménagement d'un terminal de GNL dans les eaux du détroit de Long Island, dans l'État de New York. Le terminal permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, puis une expédition moyenne d'environ 1 milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour.

POINTS SAILLANTS

Résultat net

- Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 452 millions de dollars en 2006, contre 566 millions de dollars en 2005.
- Exclusion faite des gains liés à S.E.C. Électricité et à Paiton Energy en 2005, le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2006 a augmenté de 194 millions de dollars pour atteindre 452 millions de dollars, comparativement à 258 millions de dollars en 2005, surtout en raison de la hausse du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest.

Expansion des actifs

- Au 31 décembre 2006, de nouvelles centrales d'une capacité de quelque 2 100 MW étaient en chantier, avec un coût en capital total prévu supérieur à 3,2 milliards de dollars.
- Depuis 1999, la capacité de production nominale de l'entreprise d'énergie de TransCanada s'est accrue d'environ 5 200 MW, y compris la capacité de 2 100 MW des installations en construction, sous la poussée d'investissements de plus de 4 milliards de dollars jusqu'à la fin de 2006. TransCanada s'est engagée à investir des fonds supplémentaires de 1,9 milliard de dollars pour mener à bien les projets de construction d'installations.

Électricité

- En septembre 2006, la centrale de cogénération de Bécancour est entrée en service.
- Le projet de Portlands Energy a été mis en chantier en septembre 2006.
- En novembre 2006, après l'achèvement des travaux de construction dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne à Baie-des-Sables, ce parc éolien est entré en service.
- En novembre 2006, TransCanada a obtenu un contrat prévoyant la construction, la possession et l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz naturel près de la ville de Halton Hills, en Ontario.
- En 2006, les travaux de construction se sont poursuivis dans le cadre du projet de remise à neuf et en service de Bruce A, qui comprend le redémarrage des premier et deuxième réacteurs et le remplacement des chaudières à vapeur du quatrième réacteur.
- Pour la première fois en 2006, les revenus tirés de la CAE de Sheerness, acquise de l'Alberta Balancing Pool en décembre 2005, ont été constatés sur un exercice complet.

Stockage de gaz naturel

- Après le quasi-achèvement des travaux de construction des installations de stockage de gaz naturel d'Edson au troisième trimestre de 2006, ces installations ont été mises en service le 31 décembre 2006.

Capacité disponible des centrales

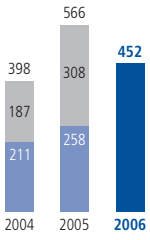
- La capacité disponible moyenne pondérée des centrales, exclusion faite de Bruce Power, a atteint 93 % en 2006, comparativement à 87 % en 2005.
- En tenant compte de Bruce Power, la capacité disponible moyenne pondérée des centrales a été de 91 % en 2006, contre 84 % en 2005.

APERÇU DES RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE D'ÉNERGIE

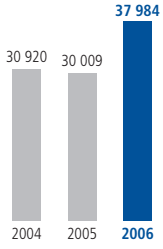
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2006	2005	2004
Bruce Power	**235**	195	130
Installations énergétiques de l'Ouest	**297**	123	138
Installations énergétiques de l'Est	**187**	137	108
Stockage de gaz naturel	**93**	32	27
Participation dans S.E.C. Électricité	**–**	29	29
Frais généraux, administatifs, de soutien et autres	**(144)**	(129)	(127)
Bénéfice d'exploitation	**668**	387	305
Charges financières	**(23)**	(11)	(13)
Intérêts créditeurs et autres produits	**5**	5	14
Impôts sur les bénéfices	**(198)**	(123)	(95)
	452	258	211
Gain à la vente de Paiton Energy	**–**	115	–
Gains liés à S.E.C. Électricité	**–**	193	187
Résultat net	**452**	566	398

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



Volumes des ventes d'électricité (en GWh)



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

Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 452 millions de dollars en 2006, comparativement à 566 millions de dollars en 2005. En 2005, TransCanada a vendu sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy aux filiales de 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, TransCanada 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.

Exclusion faite des gains liés à Paiton Energy et à S.E.C. Électricité en 2005, le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2006 a atteint 452 millions de dollars, soit 194 millions de dollars de plus que les 258 millions de dollars inscrits en 2005. Cette hausse est principalement attribuable aux apports supérieurs de chacune des entreprises existantes, ainsi qu'à une incidence favorable de 23 millions de dollars sur les impôts futurs en raison des réductions des taux d'imposition fédéral et provinciaux des sociétés au Canada décrétées en 2006. Ces augmentations ont été en partie annulées par un recul du bénéfice d'exploitation découlant de la vente de la participation dans S.E.C. Électricité en 2005 et par la régression du résultat en 2006 en raison de l'incidence du fléchissement du dollar américain sur le résultat des activités aux États-Unis du secteur de l'énergie.

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 TransCanada à S.E.C. Électricité des centrales de ManChief et de Curtis Palmer, ainsi que de gains de dilution de 172 millions de dollars après les impôts.

Exclusion faite du gain réalisé à la vente de Paiton Energy en 2005 et des gains liés à S.E.C. Électricité en 2005 et en 2004, le résultat net de l'entreprise d'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 avait atteint 258 millions de dollars, une hausse de 47 millions de dollars comparativement aux 211 millions de dollars inscrits en 2004. L'augmentation était surtout due à l'accroissement du bénéfice d'exploitation de Bruce Power et des installations énergétiques de l'Est, partiellement neutralisé par un apport moindre des installations énergétiques de l'Ouest, ainsi que par le repli des intérêts créditeurs et autres produits.

CENTRALES – CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE ET TYPE DE COMBUSTIBLE

	MW	Type de combustible
Bruce Power[1]	2 474	Nucléaire
Installations énergétiques 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	
Installations énergétiques de l'Est		
Halton Hills[4]	683	Gaz naturel
TC Hydro[5]	567	Hydraulique
OSP	560	Gaz naturel
Bécancour[6]	550	Gaz naturel
Cartier énergie éolienne[7]	458	Éolien
Portlands Energy[8]	275	Gaz naturel
Grandview[9]	90	Gaz naturel
	3 183	
Total de la capacité de production nominale	7 718	

(1) Représente la quote-part de 48,7 % de TransCanada dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Bruce A regroupe quatre réacteurs d'une capacité de 750 MW. 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 à la production est prévu à la fin de 2009 ou au début de 2010. Bruce B compte quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la capacité totale est d'environ 3 200 MW.

(2) TransCanada achète directement 756 MW d'électricité de Sheerness aux termes d'une CAE à long terme.

(3) TransCanada 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) En cours d'aménagement.

(5) Acquisition au deuxième trimestre de 2005.

(6) Mise en service au troisième trimestre de 2006.

(7) Premier de six parcs éoliens mis en service au quatrième trimestre de 2006. Représente la quote-part de TransCanada, soit 62 % du projet total de 740 MW.

(8) En chantier. Représente la quote-part de TransCanada, soit 50 % de ces installations de 550 MW.

(9) Mise en service au premier trimestre de 2005.

ÉNERGIE – 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 en remplaçant les chaudières à vapeur et les canaux de combustible au besoin, et remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Par suite d'un accord entre Bruce Power et l'OEO et de la décision de Cameco Corporation's (Cameco) de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, la société Bruce A a été créée par TransCanada et BPC Generation Infrastructure Trust (BPC), chacune détenant une participation de 48,7 % (47,9 % en 2005) dans Bruce A au 31 décembre 2006.

TransCanada et BPC ont toutes deux engagé des fonds d'un montant approximatif de 100 millions de dollars en 2005 en vue de l'acquisition de la participation de Cameco. La participation restante de 2,6 % appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (fiducie nº 1) et à *The Society of Energy Professionals Trust*. La société Bruce A sous-loue, de Bruce B, les installations de Bruce A qui abritent les quatre réacteurs précités. TransCanada détient toujours une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui regroupe les cinquième, sixième, septième et huitième réacteurs.

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

Aperçu des résultats de Bruce Power[1]
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2006	2005	2004
Bruce Power (base de 100 %)			
Produits			
Électricité	**1 861**	1 907	1 563
Divers[2]	**71**	35	20
	1 932	1 942	1 583
Charges d'exploitation			
Exploitation et entretien	**(912)**	(871)	(793)
Combustible	**(96)**	(77)	(68)
Loyer supplémentaire	**(170)**	(164)	(156)
Amortissement	**(134)**	(198)	(161)
	(1 312)	(1 310)	(1 178)
Produits, déduction faite des charges d'exploitation	**620**	632	405
Charges financières selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation[3]	**–**	(58)	(67)
	620	574	338
Quote-part de TransCanada	**228**	188	107
Rajustements	**7**	7	23
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TransCanada[3]	**235**	195	130
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales	**88 %**	80 %	82 %
Volumes des ventes (en GWh)[4]			
Bruce Power – 100 %	**36 470**	32 900	33 600
Quote-part de TransCanada	**13 317**	10 732	10 608
Résultats par MWh[5]			
Produits de Bruce A	**58 $**		
Produits de Bruce B	**48 $**		
Produits pour l'ensemble de Bruce Power	**51 $**	58 $	47 $
Combustible pour l'ensemble de Bruce Power	**3 $**	2 $	2 $
Total des charges d'exploitation pour l'ensemble de Bruce Power[6]	**35 $**	40 $	35 $
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant	**35 %**	49 %	52 %

(1) Toutes les données dans ce tableau comprennent des rajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(2) Comprend des recouvrements de coûts de combustible de 30 millions de dollars pour Bruce A en 2006 (4 millions de dollars du 1er novembre au 31 décembre 2005).

(3) Le bénéfice de participation consolidé de TransCanada en 2005 comprend un montant de 168 millions de dollars qui représente sa participation de 31,6 % dans le résultat de Bruce Power pour la période de dix mois terminée le 31 octobre 2005.

(4) Gigawatts-heure.

(5) Mégawatts-heure.

(6) Déduction faite des recouvrements des coûts de combustible.

Pour 2006, le bénéfice d'exploitation de TransCanada provenant de sa participation cumulée dans Bruce Power s'est établi à 235 millions de dollars, alors qu'il était de 195 millions de dollars pour 2005. Cette hausse de 40 millions de dollars provient surtout d'un accroissement de la participation dans les installations de Bruce A et des volumes des ventes découlant de l'augmentation de la capacité disponible des centrales, le tout annulé en partie par l'érosion des prix réalisés, dans leur ensemble.

Les prix cumulés réalisés par Bruce Power en 2006 (déduction faite des produits divers) se sont situés à 51 $ le MWh, comparativement à 58 $ le MWh en 2005, ce qui reflète les prix moins 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 de combustible) ont diminué, passant de 40 $ le MWh en 2005 à 35 $ le MWh en 2006, ce qui est surtout le résultat d'une production accrue et de récupérations supérieures des coûts de combustible en 2006.

Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 88 % en 2006, comparativement à 80 % en 2005. La plus grande capacité disponible en 2006 est attribuable au fait qu'il y a eu moins de jours consacrés à des travaux d'entretien préventif et à des travaux d'entretien correctif en 2006 qu'en 2005, soit respectivement 114 jours de moins et 65 jours de moins.

Le bénéfice d'exploitation de TransCanada tiré de sa participation cumulée dans Bruce Power avait atteint 195 millions de dollars en 2005, alors qu'il avait été de 130 millions de dollars en 2004. Cette augmentation était surtout due à la progression des prix réalisés en 2005, annulée en partie par la hausse des coûts d'entretien, la majoration de l'amortissement et une moindre capitalisation des coûts de main-d'œuvre et autres coûts internes à la suite de la remise en exploitation du troisième réacteur au premier trimestre de 2004.

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

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 des réacteurs de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même de l'ampleur des travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, au 31 décembre 2006, Bruce B a conclu des contrats de vente à prix fixe pour vendre à terme environ 6 900 GWh de sa production de 2007 et 2 900 GWh de sa production de 2008. Aux termes du contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A a été vendue au prix fixe de 58,63 $ le MWh (57,37 $ le MWh jusqu'au 31 mars 2006), avant les recouvrements de 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 est rajusté annuellement le 1er avril en fonction de l'inflation. Après la remise à neuf, les prix sont rajustés en fonction des variations des dépenses en immobilisations engagées dans le cadre des projets de remise à neuf et en service. Les prix contractuels de Bruce A ne varieront pas en fonction des fluctuations du prix de gros de l'électricité sur le marché de l'Ontario. Ce 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 45,99 $ le MWh (45,00 $ jusqu'au 31 mars 2006), rajusté annuellement, le 1er avril, en fonction de l'inflation. Les paiements reçus dans le contexte du mécanisme de prix plancher de Bruce B peuvent faire l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels du marché au comptant sur la durée du contrat. Le résultat net de Bruce B au 31 décembre 2006 ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2007 devrait se situer un peu au-dessus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B, et aux alentours de 75 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Deux arrêts d'exploitation pour entretien préventif sont prévus pour le troisième réacteur de Bruce A. Le premier arrêt est prévu pour le deuxième trimestre de 2007 et devrait durer environ un mois, tandis que le second arrêt est prévu pour la fin du troisième trimestre de 2007 et devrait durer environ deux mois. Un arrêt d'exploitation d'un mois du quatrième réacteur de Bruce A devrait commencer au premier trimestre de 2007. En 2007, un seul arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B est prévu, soit pour le sixième réacteur, et il devrait être d'une durée d'environ deux mois et demi. Il a commencé en janvier 2007 et devrait se terminer au début du deuxième trimestre de 2007.

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

Le projet de remise à neuf et de redémarrage des premier et deuxième réacteurs de Bruce A a été lancé en 2005. Les grands travaux dans le cadre du projet ont commencé en 2006, après que Bruce eut reçu l'approbation officielle de l'évaluation environnementale par la Commission canadienne de sûreté nucléaire en juillet 2006, Bruce Power a procédé au cloisonnement des réacteurs, de manière à séparer les premier et deuxième des troisième et quatrième, en exploitation. À la fin de décembre 2006, huit chaudières à vapeur de remplacement avaient été livrées et des travaux de préparation avaient été effectués en vue de leur installation au début de 2007. En outre, la fabrication des chaudières à vapeur du quatrième réacteur a progressé au cours de l'exercice à l'étude.

Le coût du programme d'investissement de Bruce Power pour le projet de remise à neuf et en service devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars. La quote-part de TransCanada, 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. Le premier réacteur devrait être remis en service à la fin de 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 de quelque 1 500 MW, fera grimper la production totale des installations de Bruce à plus de 6 200 MW. Au 31 décembre 2006, Bruce A avait engagé des coûts de 1,092 milliard de dollars dans le cadre du projet de remise à neuf et en service.

Installations énergétiques de l'Ouest

Au 31 décembre 2006, les installations énergétiques de l'Ouest exerçaient un contrôle direct sur une offre d'électricité d'environ 2 100 MW en Alberta, par le truchement de trois CAE à long terme et de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel. Le portefeuille de l'offre d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest comprend quelque 1 700 MW de production au charbon, à faible coût et servant à répondre aux besoins à l'égard de la charge de base, ainsi qu'environ 400 MW d'actifs de cogénération alimentés au gaz naturel. Ce portefeuille renferme des actifs des plus concurrentiels sur le marché de l'Alberta, et dont les coûts sont parmi les plus faibles. Les trois CAE à long terme comprennent l'acquisition, au 31 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 le 31 décembre 2005, au prix de 585 millions de dollars. Sa durée restante est d'environ 14 ans. Les CAE donnent à TransCanada le droit à la capacité de production des centrales au charbon visées et échoient entre 2017 et 2020. Le succès des installations énergétiques 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 pour maximiser la valeur de ces installations. Cette fonction joue un rôle essentiel pour optimiser le rendement du portefeuille de l'offre d'électricité de l'entreprise d'énergie et pour gérer les risques liés aux volumes non visés par des contrats. Pour des raisons d'ordre opérationnel, une partie de l'approvisionnement de TransCanada est destinée à la vente sur le marché au comptant, en fonction de modalités contractuelles acceptables sur le marché à terme. Cette méthode de gestion permet de réduire au minimum les coûts si TransCanada devait être obligée d'acheter de l'énergie sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels. En 2006, environ 35 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant. Afin de réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant à l'égard des volumes non visés par des contrats, au 31 décembre 2006, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 10 600 GWh de la production de 2007 et quelque 8 300 GWh de la production de 2008.

Cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel sont exploitées en Alberta, et leur capacité de production, qui varie de 27 MW à 165 MW, totalise approximativement 400 MW. Une partie de la production prévue est vendue au moyen de contrats à long terme, le reste étant assujetti aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz. Les coûts thermiques constituent une mesure économique utilisée par les centrales alimentées au gaz naturel. Ils sont calculés en divisant le prix moyen de l'électricité par MWh par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (GJ) sur une période donnée. Dans la mesure où l'électricité n'est pas vendue par la voie de contrats à long terme et où le gaz de combustion des centrales n'a pas été acheté aux termes de tels contrats, plus les coûts thermiques sur le marché sont élevés, plus rentable est la centrale alimentée au gaz naturel. En Alberta, les coûts thermiques ont augmenté de plus de 60 % en 2006 en raison d'un recul des prix moyens du gaz naturel sur le marché au comptant, alors que les prix de l'électricité augmentaient. Les coûts thermiques ont atteint en moyenne quelque 13,5 GJ/MWh en 2006, comparativement à environ 8,3 GJ/MWh en 2005. Ils devraient retourner à des niveaux plus modestes en 2007.

En 2006, la capacité disponible moyenne de l'ensemble des centrales des établissements énergétiques de l'Ouest a tourné autour de 88 %, contre 85 % en 2005. La centrale de Bear Creek a été remise en service au milieu de 2006 après des travaux d'entretien correctif en 2005 visant à aplanir certaines difficultés techniques éprouvées par sa turbine à gaz. Depuis, l'exploitation de cette centrale s'est déroulée comme prévu.

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

	2006	2005	2004
Produits			
Électricité	**1 185**	715	606
Divers[1]	**169**	158	120
	1 354	873	726
Achats de produits de base revendus			
Électricité	**(767)**	(476)	(377)
Divers[1]	**(135)**	(104)	(64)
	(902)	(580)	(441)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	**(135)**	(149)	(125)
Amortissement	**(20)**	(21)	(22)
Bénéfice d'exploitation	**297**	123	138

[1] Comprend Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel.

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

	2006	2005	2004
Offre			
Production	**2 259**	2 245	2 105
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	**12 712**	6 974	6 842
Autres achats	**1 905**	2 687	2 748
	16 876	11 906	11 695
Électricité vendue à contrat et au comptant			
Électricité vendue à contrat	**11 029**	10 374	10 705
Électricité vendue au comptant	**5 847**	1 532	990
	16 876	11 906	11 695

En 2006, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest, à 297 millions de dollars, a été de 174 millions de dollars supérieur à celui de 123 millions de dollars en 2005. Cette hausse provient avant tout du résultat supplémentaire attribuable à l'acquisition, le 31 décembre 2005, de la CAE de 756 MW de Sheerness, et à l'accroissement des marges découlant de l'effet cumulé de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général ainsi que des coûts thermiques pour les volumes non visés par des contrats de vente d'électricité. Les produits et les achats de produits de base revendus se sont accrus en 2006 comparativement à 2005, surtout en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness, ainsi que des prix plus élevés réalisés à la vente d'électricité. Les charges d'exploitation des centrales et autres coûts, qui comprennent le gaz de combustion servant à la production, ont diminué compte tenu du recul des prix du gaz naturel. Les volumes de l'électricité achetée se sont accrus en 2006 comparativement à 2005, surtout en raison de l'acquisition de la CAE de Sheerness. En 2006, environ 35 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant, contre 13 % en 2005.

Le bénéfice d'exploitation en 2005 s'était chiffré à 123 millions de dollars, soit 15 millions de dollars de moins que les 138 millions de dollars inscrits en 2004. Ce recul était principalement attribuable à la baisse des marges réalisées en 2005 en raison de la faiblesse des coûts thermiques 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 les achats de produits de base revendus avaient augmenté en 2005 comparativement à ceux de 2004, surtout en raison de la plus grande vigueur des prix réalisés. Les charges d'exploitation des centrales et autres coûts, qui comprennent le gaz de combustion servant à la production, s'étaient accrus du fait de la hausse des charges d'exploitation et des coûts 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 avaient 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 une interruption de la production imprévue à Bear Creek. TransCanada avait cessé de toucher des honoraires de gestion et d'exploitation des centrales de S.E.C. Électricité avec la vente de cette dernière en août 2005. En 2005, environ 13 % des volumes d'électricité vendus l'avaient été sur le marché au comptant, contre 8 % en 2004.

Installations énergétiques de l'Est

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur les marchés déréglementés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, ainsi que dans l'Est du Canada. En Nouvelle-Angleterre, où elles menaient déjà avec doigté des activités de commercialisation, les installations énergétiques de l'Est ont affirmé encore plus leur présence à cet égard en 2006. En outre, la capacité de production a pris beaucoup d'ampleur dans l'Est du Canada. Le parc éolien de Baie-des-Sables, le premier des six projets de Cartier énergie éolienne, est entré en service en novembre 2006. La centrale de 550 MW de Bécancour, près de Trois-Rivières, au Québec, est entrée en exploitation en septembre 2006. En tenant compte des installations en chantier ou en cours d'aménagement, les installations énergétiques de l'Est détiennent une capacité de production d'électricité d'environ 3 200 MW. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations de l'Est ont conclu, en date du 31 décembre 2006, des contrats à prix fixe pour la vente à terme d'environ 11 900 GWh d'électricité en 2007 et d'environ 9 600 GWh d'électricité en 2008.

Le succès des installations énergétiques de l'Est sur les marchés déréglementés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre découle directement des activités de commercialisation spécialisées et axées sur les besoins régionaux qui sont assurées par TransCanada Power Marketing Ltd. (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 dans la région. Ses activités, parallèlement à la gestion d'un portefeuille d'offre d'électricité regroupant sa propre production et des achats de gros, 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. TCPM est un prestataire de services qui est en mesure de répondre à tous les besoins en matière d'électricité et qui propose des produits et services variés afin d'aider ses clients à gérer leur approvisionnement ainsi que les prix volatils des marchés déréglementés.

À l'heure actuelle, les actifs de production d'électricité des installations énergétiques de l'Est qui sont en exploitation sont : TC Hydro, OSP, Bécancour et Grandview, ainsi que le parc éolien de Baie-des-Sables. Les actifs de TC Hydro comprennent 13 centrales hydroélectriques qui regroupent 39 installations de production à l'intérieur du bassin du fleuve Connecticut, dans les États du New Hampshire et du Vermont, ainsi que dans le bassin de la rivière Deerfield, dans les États du Massachusetts et du Vermont. Les débits enregistrés en 2006 aux points de production d'hydroélectricité ont été supérieurs aux moyennes à long terme du fait que les précipitations ont été plus élevées dans les régions arrosées par les bassins précités. L'incidence de ces débits accrus a été partiellement neutralisée par des prix de l'électricité inférieurs à ceux prévus sur le marché en 2006.

La centrale de 560 MW d'OSP, située dans le Rhode Island et alimentée au gaz naturel, est détenue en propriété exclusive par TransCanada. En 2006, la capacité disponible et le degré d'utilisation de la centrale d'OSP ont été supérieurs à ceux de 2005. Les coûts d'ensemble d'OSP en 2006 pour l'approvisionnement en gaz naturel destiné à la combustion ont été moindres qu'en 2005, compte tenu du recul des prix au comptant pour le gaz naturel, et ce, en raison de la restructuration, en 2005, de ses contrats d'approvisionnement gazier à long terme.

Bécancour est une centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel et située près de Trois-Rivières, au Québec. Après presque trois ans de travaux de planification et de construction, et après un investissement de quelque 500 millions de dollars, la centrale de Bécancour est entrée en service en septembre 2006. Chaque année, cette centrale peut produire autour de 4 500 GWh d'électricité. Des contrats à long terme prévoient qu'elle servira de fournisseur à Hydro-Québec afin de l'aider à répondre à la demande croissante d'électricité, et qu'elle sera une source importante de vapeur destinée à des procédés industriels.

D'une capacité de 90 MW, la centrale de cogénération de Grandview est alimentée au gaz naturel et est située sur la propriété d'Irving Oil Refinery (Irving) à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Conformément à un contrat d'achat ferme de 20 ans échéant en 2025, Irving procure le combustible à la centrale et achète 100 % de la chaleur et de l'électricité produites.

La présence accentuée des installations énergétiques de l'Est dans l'Est du Canada est attribuable à la réalisation du projet de Portlands Energy et de la centrale de Halton Hills, ainsi qu'aux travaux de construction, en 2007, en vue de l'aménagement des deuxième et troisième des six parcs éoliens envisagés dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne.

En novembre 2006, le parc éolien de Baie-des-Sables est entré en exploitation commerciale et constitue, à l'heure actuelle, un des plus grands parcs éoliens du Canada, procurant jusqu'à 110 MW d'électricité au réseau d'Hydro-Québec. Baie-des-Sables constitue la première étape du projet de Cartier énergie éolienne, s'étendant sur plusieurs années et dans lequel TransCanada détient une participation de 62 %. Les autres étapes du projet en question s'enchaîneront, sous réserve de l'obtention des autorisations et approbations voulues, et en 2012, une fois tous les travaux menés à terme, la capacité totale en provenance de six endroits différents en Gaspésie, au Québec, sera de 740 MW. Des engagements ont été pris pour la phase de l'Anse-à-Valleau de 100 MW et pour celle de Carleton de 100 MW. Le parc de l'Anse-à-Valleau est en chantier et son entrée en service commercial est prévue pour le troisième trimestre de 2007. À Carleton, les travaux de construction commenceront vers la fin de 2007 et l'entrée en service commercial est prévue pour le quatrième trimestre de 2008.

En septembre 2006, Portlands Energy, société appartenant pour moitié à Ontario Power Generation et pour l'autre moitié à TransCanada, a annoncé la signature d'un contrat AAEP de 20 ans avec l'OEO en vue de construire une centrale à cycle combiné à haut rendement énergétique de 550 MW en plein cœur de Toronto, en Ontario. Le coût en capital du projet de Portlands Energy, qui devrait être en exploitation en mode à cycle simple et assurer la livraison de 340 MW d'électricité à la ville de Toronto à compter du 1er juin 2008, est évalué à environ 730 millions de dollars. À la conclusion définitive des travaux prévue pour le deuxième trimestre de 2009, la société prévoit que cette centrale fournira jusqu'à 550 MW d'électricité aux termes du contrat AAEP.

En novembre 2006, TransCanada a annoncé qu'elle avait obtenu de l'OEO un contrat de 20 ans pour l'approvisionnement en énergie propre de West Trafalgar, région du Grand Toronto (RGT). Ce contrat prévoit la construction, la possession et l'exploitation d'une centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel près de la ville de Halton Hills, en Ontario. TransCanada prévoit investir quelque 670 millions de dollars dans la centrale de Halton Hills, dont la mise en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2010.

Le 15 juin 2006, la FERC a approuvé un règlement prévoyant la mise sur pied d'un marché de capacité à terme (MCT) nouvellement conçu pour la production d'électricité sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre. Le MCT a pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau d'électricité fiable. Le règlement prévoit une période de transition sur plusieurs années, de décembre 2006 jusqu'en 2010, au cours de laquelle des paiements fixes, variant de 3,05 $ US à 4,10 $ US le kilowatt-mois, seront versés aux propriétaires pour la capacité installée existante. Ces paiements seront réduits en cas d'interruptions d'exploitation attribuables à la centrale. La centrale de 560 MW d'OSP et les installations de production d'électricité de 567 MW de TC Hydro, faisant partie des établissements énergétiques de l'Est, sont admissibles à des paiements pendant la période de transition commençant en décembre 2006. Conformément au nouveau MCT, Independent System Operator de la Nouvelle-Angleterre fera des projections trois ans à l'avance quant aux besoins en électricité du réseau, et il tiendra une vente aux enchères annuelle permettant d'acheter les ressources en électricité requises pour répondre aux besoins futurs d'une région donnée. La date du 1er juin 2010 a été choisie pour le commencement des paiements aux fournisseurs aux termes du mécanisme de vente aux enchères du MCT.

Aperçu des résultats des installations énergétiques de l'Est[1]
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2006	2005	2004
Produits			
Électricité	**789**	505	535
Divers[2]	**292**	412	238
	1 081	917	773
Achats de produits de base revendus			
Électricité	**(379)**	(215)	(288)
Divers[2]	**(257)**	(373)	(211)
	(636)	(588)	(499)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	**(226)**	(167)	(146)
Amortissement	**(32)**	(25)	(20)
Bénéfice d'exploitation	**187**	137	108

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

(2) Comprend le gaz naturel.

Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Est[1]
Exercices terminés les 31 décembre (en GWh)

	2006	2005	2004
Offre			
Production	**4 700**	2 879	1 467
Achats	**3 091**	2 627	4 731
	7 791	5 506	6 198
Électricité vendue à contrat et au comptant			
Électricité vendue à contrat	**7 374**	4 919	6 055
Électricité vendue au comptant	**417**	587	143
	7 791	5 506	6 198

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

Le bénéfice d'exploitation de 2006 a progressé de 50 millions de dollars, passant de 137 millions de dollars en 2005 à 187 millions de dollars. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire découlant de la possession sur un exercice complet des actifs de TC Hydro, de la mise en service, en septembre 2006, de la centrale de cogénération de Bécancour d'une puissance de 550 MW, d'un paiement unique de 10 millions de dollars après les impôts, au titre d'une restructuration contractuelle, versé au premier trimestre de 2005 par OSP à ses fournisseurs de gaz naturel, et de marges généralement supérieures obtenues en 2006 sur les volumes d'électricité vendus. Ces hausses ont été en partie contrées par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain entre 2005 et 2006.

À 1 081 millions de dollars, les produits des installations énergétiques de l'Est ont augmenté de 164 millions de dollars en 2006, comparativement aux 917 millions de dollars inscrits en 2005. Cet accroissement s'explique par la mise en service de la centrale de Bécancour, par la hausse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels, et par le rehaussement des prix réalisés. Les autres produits d'exploitation et les autres achats de produits de base revendus ont diminué d'un exercice à l'autre en raison d'une réduction de la quantité de gaz naturel acheté puis revendu aux termes des nouveaux contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP. Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité ont été supérieurs en 2006 compte tenu de l'incidence qu'a eue la hausse des volumes achetés, qui se greffe à un accroissement des prix de l'électricité achetée. Les volumes de l'électricité achetée ont progressé en 2006 dans le sillage d'un accroissement des volumes des ventes contractuelles, une situation en partie contrebalancée par la progression de la production d'électricité découlant de

l'achat des actifs de TC Hydro, alors que les volumes produits par ces actifs ont fait baisser la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses engagements de vente contractuels. En 2006, les charges d'exploitation des centrales et les autres coûts ont augmenté, principalement en raison de l'exploitation sur un exercice complet des actifs de TC Hydro, ainsi que de la mise en service de la centrale de Bécancour et du parc de Baie-des-Sables.

Le bénéfice d'exploitation en 2005 avait atteint 137 millions de dollars, soit 29 millions de dollars de plus que les 108 millions de dollars constatés en 2004. Ce gain s'expliquait 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, effectué par OSP au premier trimestre de 2005, par une réduction du bénéfice de 10 millions de dollars après les impôts à la suite de la vente de la centrale de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004, et par l'absence du bénéfice d'exploitation tiré principalement de certains contrats de vente à long terme en 2004 qui étaient arrivés à échéance.

Désinvestissement de S.E.C. Électricité

Le 31 août 2005, TransCanada a vendu 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 notamment 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 l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité. La participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité avait été à l'origine d'un bénéfice d'exploitation de 29 millions de dollars en 2005 et en 2004.

Capacité disponible des centrales

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

La capacité disponible moyenne pondérée pour l'ensemble des centrales, à l'exception de Bruce Power, a été de 93 % en 2006, comparativement à 87 % en 2005 et à 96 % en 2004. La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de l'exercice pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, moins les arrêts pour entretien préventif et correctif. La capacité disponible des centrales des installations énergétiques de l'Ouest a subi le contrecoup, en 2006 et en 2005, d'une interruption d'exploitation imprévue à la centrale de Bear Creek, laquelle a été remise en service en août 2006. D'autres travaux d'entretien préventif ont dû être effectués aux installations de MacKay River en 2005, ce qui a alors fait régresser davantage la capacité disponible des installations énergétiques de l'Ouest en 2005. Pour leur part, les installations énergétiques de l'Est ont atteint une capacité disponible de 95 % en 2006. Cette capacité était inférieure en 2005 en raison de deux pannes d'importance à la centrale d'OSP.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales[1]
Exercices terminés les 31 décembre

	2006	2005	2004
Bruce Power[2]	**88 %**	80 %	82 %
Installations énergétiques de l'Ouest[3]	**88 %**	85 %	95 %
Installations énergétiques de l'Est[4]	**95 %**	83 %	95 %
Participation dans S.E.C. Électricité[5]	**–**	94 %	97 %
Toutes les centrales, exclusion faite de la participation dans Bruce Power	**93 %**	87 %	96 %
Toutes les centrales	**91 %**	84 %	90 %

(1) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de la période visée 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 de Bruce A est inclus depuis le 1er mars 2004.

(3) La CAE de Sheerness est incluse dans les installations énergétiques de l'Ouest depuis le 31 décembre 2005.

(4) Les résultats de TC Hydro, de Bécancour et de Cartier énergie éolienne pour le parc de Baie-des-Sables sont inclus dans les installations énergétiques de l'Est, respectivement depuis les 1er avril 2005, 17 septembre 2006 et 21 novembre 2006.

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

Stockage de gaz naturel

Avec l'achèvement de l'installation de stockage de 50 milliards de pieds cubes d'Edson, TransCanada est devenue, en 2006, l'un des plus importants fournisseurs de services de stockage de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Elle possède ou contrôle une capacité de stockage de gaz naturel de 138 milliards de pieds cubes en Alberta, notamment par la voie d'une participation de 60 % dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta), installation de stockage de 50 milliards de pieds cubes exploitée indépendamment. TransCanada a également pris des dispositions contractuelles avec un tiers en vue de profiter, en Alberta, d'une capacité de stockage à long terme de 38 milliards de pieds cubes en 2007.

Capacité de stockage de gaz naturel

	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en milliards de pieds cubes)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en millions de pieds cubes par jour)
Edson	50	725
CrossAlta	50	480
Stockage d'un tiers (pour 2007)	38	630
	138	1 835

TransCanada est d'avis que les facteurs fondamentaux qui caractérisent présentement la demande sur le marché du stockage de gaz naturel sont résolument positifs. La capacité supplémentaire de stockage de gaz aidera à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'offrir de la souplesse au chapitre des approvisionnements en gaz naturel, en Alberta et en Amérique du Nord. Le déséquilibre saisonnier croissant entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord a rendu plus volatils les prix du gaz et a accru la demande pour des services de stockage. Le stockage de gaz naturel en Alberta continuera de répondre à des besoins commerciaux et pourrait jouer un rôle prépondérant si les ressources gazières des régions nordiques devaient être raccordées aux marchés nord-américains. Les activités de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont indépendantes de celles du secteur de transport de gaz naturel réglementé de TransCanada.

TransCanada gère son exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de stockage de tiers ainsi que d'achats et de ventes de gaz. Elle propose un large éventail de possibilités de stockage souples, avec injections et retraits en fonction des besoins des clients, dans le cadre de contrats s'étendant sur plusieurs années. Au-delà des contrats de stockage de gaz à terme, TransCanada gère activement ses actifs de stockage en alliant activités de couverture gazière et contrats de tiers à court terme afin de tirer avantage des occasions qui se présentent sur le marché, et aussi de façon à répondre aux besoins particuliers des clients. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et TransCanada propose des solutions axées sur le marché de manière à profiter de tels mouvements des prix à court terme. Les produits ainsi proposés regroupent des contrats de livraison-restitution à court terme, l'entreposage, l'approvisionnement quotidien en période de pointe et d'autres services connexes.

Les installations souterraines de stockage de gaz naturel d'Edson consistent en un gisement épuisé unique, soit le bassin Viking D, un système central de traitement et un réseau de collecte pipelinière connexe. L'usine est située près d'Edson, en Alberta. Le bassin Viking D a produit quelque 71 milliards de pieds cubes de gaz pendant sa durée de vie utile, des années 1980 au début de 2004. Les installations de stockage de gaz naturel devraient avoir une capacité aménagée d'environ 50 milliards de pieds cubes. Elles sont reliées au réseau de l'Alberta de TransCanada et disposent d'un système central de traitement permettant des taux maximums d'injection et de retrait de gaz naturel de 725 millions de pieds cubes par jour. Après le quasi-achèvement des travaux de construction des installations d'Edson en 2006, ces installations ont été mises en service le 31 décembre 2006.

Les installations de CrossAlta, situées près de la ville de Crossfield, en Alberta permettent le stockage de 50 milliards de pieds cubes de gaz naturel. CrossAlta est une coentreprise avec BP Canada en exploitation depuis 1994 qui commercialise sa propre capacité de stockage et les services qu'elle propose. Le gaz est stocké dans un gisement épuisé qui produisait du gaz à cet endroit depuis les années 1960. CrossAlta a mené à bien des travaux majeurs d'expansion à l'automne de 2005. Ces travaux ont permis de porter la capacité de stockage aménagée de 40 milliards de pieds cubes à 50 milliards de pieds cubes de gaz naturel, et la possibilité existe d'augmenter le tout jusqu'à 80 milliards de pieds cubes. Les installations de stockage ont une

capacité de pointe pour les retraits qui s'établit à 480 millions de pieds cubes par jour, et cette capacité pourrait éventuellement atteindre 1 000 millions de pieds cubes par jour.

La capacité de stockage de gaz naturel faisant l'objet d'un contrat entre TransCanada et un tiers est, elle aussi, située en Alberta. Sur l'exercice, cette capacité est passée de 18 milliards de pieds cubes en 2005 à 28 milliards de pieds cubes en 2006, et elle devrait passer à 38 milliards de pieds cubes en 2007. Le contrat expire en 2030, sous réserve de droits mutuels de résiliation anticipée en 2015.

À 93 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le bénéfice d'exploitation du stockage de gaz naturel a gagné 61 millions de dollars par rapport à 2005 et 66 millions de dollars comparativement à 2004. Les augmentations sont surtout dues à l'apport supérieur de CrossAlta découlant d'une capacité accrue et d'écarts supérieurs pour le stockage du gaz naturel, ainsi qu'au bénéfice attribuable à la capacité contractuelle de stockage de gaz naturel auprès de tiers. L'apport au résultat des installations d'Edson a été nul en 2006, ces installations ayant été mises en service le 31 décembre 2006.

Projets de GNL

TransCanada continue d'aller de l'avant avec deux propositions touchant le GNL, soit les projets de Broadwater et de Cacouna. Le projet de Broadwater, qui est une coentreprise avec Shell US Gas & Power LLC (Shell), envisage l'édification d'installations de GNL dans les eaux du détroit de Long Island, entre les États de New York et du Connecticut. Le terminal de Broadwater permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, avec une capacité d'expédition moyenne d'environ 1 milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour. En janvier 2006, au nom de Broadwater, TransCanada a déposé une demande auprès de la FERC sollicitant l'approbation du projet en question. La garde côtière américaine a rendu public un rapport établissant que les voies navigables associées au projet conviennent si des mesures supplémentaires sont mises en œuvre pour gérer les risques associés aux chapitres de la sécurité et de la sûreté. La demande déposée par Broadwater auprès du Département d'État de l'État de New York, afin que celui-ci établisse si le projet respectait les politiques de l'État à l'égard du zonage des côtes, a été jugée complète en novembre 2006. Toujours en novembre, la FERC a publié un avant-projet d'énoncé des incidences environnementales, visant ainsi à répondre aux exigences prévues dans la *National Environmental Policy Act* des États-Unis et dans ses propres règlements sur la mise en œuvre de projets. L'énoncé conclut qu'en respectant rigoureusement les règlements et les exigences du pays et de l'État en matière de permis, en prenant les mesures d'atténuation proposées pour Broadwater, et en suivant les recommandations de la FERC, le projet ne sera pas à l'origine d'impacts environnementaux significatifs. Au 31 décembre 2006, la société avait capitalisé un montant de 31 millions de dollars relativement à Broadwater.

Le projet de Cacouna, qui est une coentreprise avec Petro-Canada, propose l'aménagement d'un terminal méthanier dans le port de Gros-Cacouna, sur le fleuve Saint-Laurent, au Québec. Le terminal proposé permettrait la réception, le stockage et la regazéification de GNL importé, avec une capacité d'expédition moyenne d'environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Des audiences publiques au sujet des installations de Cacouna ont été tenues en mai et juin 2006. En décembre 2006, le gouvernement du Québec a rendu public le rapport de la Commission conjointe d'examen du projet d'Énergie Cacouna, rapport qui comprend plusieurs recommandations et avis mais semble favorable au projet. TransCanada poursuit le travail en vue de l'obtention des approbations réglementaires requises, et si ces approbations étaient obtenues, les installations devraient entrer en service d'ici 2010.

ÉNERGIE – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

TransCanada a pris l'engagement d'assurer la croissance de l'entreprise d'énergie en Amérique du Nord 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, le nord-ouest des États-Unis, l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis. En Amérique du Nord, l'énergie est un secteur en expansion et sera à l'origine de nombreuses occasions de croissance pour la production d'électricité, pour des projets d'infrastructures électriques, et pour le stockage de gaz naturel. Au-delà des nouvelles possibilités de croissance, TransCanada cherchera à concrétiser des acquisitions découlant de restructurations de l'industrie et de sociétés, ou à la suite de faillites d'entreprises. En plus des installations alimentées au gaz naturel, l'entreprise d'énergie se concentrera sur la production éolienne, hydroélectrique et nucléaire. Son portefeuille diversifié au chapitre des sources d'approvisionnement continuera d'inclure des installations d'exploitation à faible coût et de grande rentabilité servant à répondre aux besoins à l'égard de la charge de base, s'appuyant sur de solides contrats à long terme.

Au Québec, la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Bécancour et le premier des six parcs éoliens dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne sont entrés en service en 2006. Le déroulement des activités prévues pour les cinq autres parcs éoliens de Cartier énergie éolienne se poursuivra, mais certaines phases du projet dépendent de l'obtention des

autorisations et approbations voulues. Les travaux de construction de la centrale alimentée au gaz naturel de Portlands Energy, à cycle combiné et d'une puissance de 550 MW en plein cœur de Toronto, ont commencé en 2006. En 2006, TransCanada a également annoncé qu'elle avait obtenu de l'OEO un contrat de 20 ans pour l'approvisionnement en énergie propre de West Trafalgar, dans la RGT. Ce contrat prévoit la construction, la possession et l'exploitation d'une centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel près de la ville de Halton Hills, en Ontario, qui devrait normalement être terminée en 2010. La remise à neuf et en service de Bruce A s'est poursuivie en 2006, et le retour à la production des premier et deuxième réacteurs est prévu à la fin de 2009 ou au début de 2010.

Après le quasi-achèvement des travaux de construction des installations de stockage de gaz naturel d'Edson, d'une capacité de 50 milliards de pieds cubes, ces installations ont été mises en service le 31 décembre 2006.

TransCanada va de l'avant avec deux projets de GNL, soit ceux de Broadwater et de Cacouna. Le projet de Broadwater est une coentreprise avec Shell en vue de la construction d'installations de GNL d'une capacité de 1 milliard de pieds cubes par jour dans les eaux du détroit de Long Island. Le projet de Cacouna est une coentreprise avec Petro-Canada afin de construire des installations de GNL d'une capacité de 500 millions de pieds cubes par jour à Gros-Cacouna.

ÉNERGIE – RISQUES D'ENTREPRISE

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché
TransCanada mène ses activités sur les marchés concurrentiels du gaz naturel et de l'électricité, généralement déréglementés, en Amérique du Nord. L'instabilité des prix de l'électricité et du gaz naturel est attribuable à diverses forces du marché, comme les fluctuations de l'offre et de la demande, elles-mêmes fortement influencées par les conditions météorologiques. Le résultat de l'entreprise d'énergie à l'égard de la vente de volumes non visés par des contrats est assujetti à la volatilité des prix. Même si une grande partie de l'offre de l'entreprise d'énergie est réservée pour répondre aux exigences de contrats de vente à moyen ou à long terme, elle en conserve une certaine partie pour se doter d'une souplesse accrue dans la gestion du portefeuille des actifs détenus par la société. Les méthodes de gestion des risques de la société sont décrites plus en détail sous la rubrique Risques et gestion des risques. Le lecteur est prié de se reporter au paragraphe qui suit : Volumes non visés par des contrats.

Volumes non visés par des contrats
L'entreprise d'énergie dispose de certains volumes non visés par des contrats de vente d'électricité dans les installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est, ainsi que par l'entremise de sa participation dans Bruce Power. La vente d'électricité sur le marché au comptant de volumes non visés par des contrats est soumise à la volatilité des prix du marché, ce qui influe directement sur les résultats. Bruce B compte d'importants volumes non visés par des contrats de vente d'électricité, volumes qu'elle vend sur le marché de gros au comptant, alors que la production de Bruce A est intégralement vendue à l'OEO aux termes de contrats à prix fixe. L'entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations attribuables aux écarts saisonniers pour le gaz naturel, habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. Par conséquent, la société assure la couverture de sa capacité au moyen d'un portefeuille d'engagements contractuels de durées variables.

Capacité disponible des centrales
Le maintien de la capacité disponible des centrales est essentiel au succès soutenu de l'entreprise d'énergie. Le risque d'exploitation des centrales est atténué par un engagement visant l'application de la stratégie d'excellence opérationnelle de TransCanada, assurant un rendement d'exploitation fiable et à faible coût à chacune des installations de la société. Des arrêts d'exploitation pour entretien correctif ou encore la durée des interruptions pourraient causer une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes, une réduction des marges, et un accroissement des frais d'entretien. Il arrive parfois que des interruptions d'exploitation imprévues nécessitent l'achat d'électricité ou de gaz naturel aux prix du marché afin de permettre à TransCanada de répondre à ses obligations contractuelles.

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

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

Exécution et dépenses en immobilisations
Le programme de l'entreprise d'énergie pour ce qui est des mises en chantier en Ontario et au Québec, y compris la participation dans Bruce Power, est soumis à des risques d'exécution et des dépenses en immobilisations. À Bruce Power, le programme de remise en état et en service de quatre réacteurs de Bruce A est également soumis à un barème de partage avec l'OEO des dépenses en immobilisations en fonction des risques et des économies.

Mise en service d'actifs
Les actifs récemment construits, dont ceux d'Edson, de Baie-des-Sables et de Bécancour, ont tous été mis en service en 2006, et connaîtront tous un premier exercice complet d'exploitation en 2007. Même si tous les actifs nouvellement construits de TransCanada doivent être soumis à des essais rigoureux avant leur mise en service, il existe un risque que leur capacité disponible ou leur rendement soit inférieur aux prévisions, plus particulièrement durant leur première année d'exploitation.

Réglementation de l'électricité
TransCanada 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 influer négativement sur les activités de production et de commercialisation des centrales de TransCanada. 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. TransCanada continue de surveiller les questions liées à la réglementation et à sa réforme, et d'y participer activement.

Des renseignements supplémentaires sur la gestion des risques liés à l'entreprise d'énergie sont présentés sous la rubrique Risques et gestion des risques du présent rapport de gestion.

ÉNERGIE – PERSPECTIVES

Dans l'entreprise d'énergie, le résultat net de 2007 devrait être comparable ou légèrement inférieur à celui de 2006 en raison d'économies d'impôts futurs non récurrentes de 23 millions de dollars en 2006 découlant de réductions des taux fédéral et provinciaux d'imposition des bénéfices. Le bénéfice d'exploitation devrait se rapprocher sensiblement de celui de 2006, bien qu'il dépende beaucoup du prix des produits de base dans chaque région, ainsi que d'autres facteurs comme l'hydrologie et les écarts de stockage. Le bénéfice d'exploitation tiré par TransCanada de sa participation dans Bruce B peut être fortement soumis à l'incidence, sur la production non visée par des contrats, des variations des prix de l'électricité sur le marché au comptant. Exclusion faite de toute variation des prix sur le marché au comptant en 2007 comparativement à 2006, le bénéfice d'exploitation de Bruce Power devrait régresser entre 2006 et 2007 en raison des volumes de production moindres prévus et des coûts d'exploitation supérieurs attribuables au nombre accru d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif en 2007. Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest en 2007 devrait s'approcher de celui inscrit en 2006. Bien que TransCanada ait conclu des contrats à terme pour une grande partie de la production provenant des CAE et des centrales électriques en Alberta, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest en 2007 pourrait dépendre beaucoup des variations du prix de l'énergie sur le marché au comptant et des coûts thermiques en Alberta. Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est devrait augmenter en 2007, principalement en raison de l'exploitation sur un exercice complet de la centrale de cogénération alimentée au gaz de Bécancour et du premier des six parcs éoliens prévus dans le cadre du projet Cartier énergie éolienne, ainsi que de l'incidence positive des paiements de capacité à terme de NEPOOL à OSP et à TC Hydro, dont le premier a été versé le 1er décembre 2006. Le bénéfice d'exploitation de l'entreprise de stockage de gaz devrait pour sa part augmenter, de 2006 à 2007, surtout du fait de l'entrée en service des installations d'Edson à la fin de 2006, situation neutralisée en partie par les écarts de stockage inférieurs prévus.

La fluctuation des prix de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché, les coûts thermiques, les ventes de volumes non visés par des contrats, les écarts de stockage de gaz naturel, la capacité disponible des centrales, les modifications aux règlements, les conditions météorologiques, les oscillations des monnaies et la stabilité générale du secteur sont autant de facteurs qui peuvent influer sur les perspectives de résultats de l'entreprise d'énergie. Pour un complément d'information sur ces facteurs, le lecteur est prié de se reporter à la rubrique Énergie – Risques d'entreprise.

SIÈGE SOCIAL

APERÇU DES RÉSULTATS DU SIÈGE SOCIAL

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2006	2005	2004
Charges financières indirectes et participations sans contrôle	**136**	130	79
Intérêts créditeurs et autres produits	**(43)**	(29)	(34)
Impôts sur les bénéfices	**(132)**	(65)	(43)
(Résultat net) charges nettes, après les impôts	**(39)**	36	2

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

- *Charges financières indirectes et participations sans contrôle* Les charges financières directes sont présentées dans les secteurs d'activité respectifs. Elles sont principalement liées aux titres de créance et titres privilégiés se rapportant aux pipelines détenus en propriété exclusive par la société. Les charges financières indirectes, y compris les incidences du change connexes, sont surtout engagées par le siège social. Le montant de la dette de TransCanada 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* Les intérêts créditeurs comprennent l'intérêt sur les soldes de caisse investis et sur les remboursements d'impôts sur les revenus. Les gains et les pertes de change liés au fonds de roulement du siège social sont également compris dans les intérêts créditeurs et autres produits.
- *Impôts sur les bénéfices* Les recouvrements d'impôts sur les bénéfices comprennent les impôts sur les bénéfices calculés sur les charges nettes du secteur du siège social, ainsi que les remboursements et les rajustements à ce titre.

En 2006, le résultat net du siège social, après les impôts, s'est élevé à 39 millions de dollars, comparativement à des charges nettes de 36 millions de dollars en 2005 et de 2 millions de dollars en 2004.

La progression de 75 millions de dollars du résultat net en 2006, comparativement à 2005, est principalement attribuable à des économies d'impôts sur les bénéfices de 50 millions de dollars liées à la résolution de certaines questions fiscales déclarées au troisième trimestre de 2006, à des remboursements d'impôts sur les bénéfices et aux intérêts créditeurs connexes de 12 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, ainsi qu'à l'incidence favorable de 10 millions de dollars sur les impôts futurs en raison de réductions des taux d'imposition fédéral et provinciaux des sociétés au Canada au deuxième trimestre de 2006. Par ailleurs, le fléchissement du dollar américain a lui aussi influé positivement sur le résultat net en 2006.

L'accroissement de 34 millions de dollars des charges nettes de 2004 à 2005 provenait 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 bénéfices et les rajustements fiscaux positifs constatés en 2005 étaient comparables à ceux de 2004.

En 2007, les charges nettes du siège social devraient être plus élevées qu'en 2006, surtout en raison des remboursements d'impôts sur les bénéfices et des rajustements positifs de ces impôts réalisés en 2006, que la société ne s'attend pas à voir se reproduire en 2007. Il est prévu que les coûts de financement liés à l'acquisition d'ANR feront augmenter les charges nettes du secteur siège social en 2007. En outre, les résultats du siège social 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. La valeur du dollar canadien en regard du dollar américain influera positivement ou négativement sur les résultats du secteur du siège social, bien que TransCanada atténue cette incidence en réduisant en partie le risque pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En 2006, la société a constaté un bénéfice découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars, à la suite des règlements dans le cadre de la faillite de Mirant liés à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TransCanada s'est dessaisie en 2001. En 2005, la société a revu la provision pour les pertes découlant des activités abandonnées et elle a conclu que la provision en question était à-propos. En 2004, un montant de 52 millions de dollars avait été constaté dans les résultats, en rapport avec le gain reporté initial de 102 millions de dollars après les impôts inclus dans la vente de l'entreprise de commercialisation du gaz.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Résumé des flux de trésorerie
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2006	2005	2004
Fonds provenant de l'exploitation	**2 378**	1 951	1 703
(Augmentation) diminution du fonds de roulement	**(303)**	(49)	29
Rentrées nettes liées à l'exploitation	**2 075**	1 902	1 732
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(2 116)**	(1 336)	(1 648)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	**219**	(556)	(150)
Effet des variations de change sur l'encaisse et les placements à court terme	**9**	11	(87)
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	**187**	21	(153)
Encaisse et placements à court terme – au début de l'exercice	**212**	191	344
Encaisse et placements à court terme – à la fin de l'exercice	**399**	212	191

POINTS SAILLANTS

Activités d'investissement

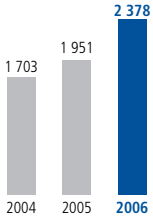
- Au 31 décembre 2006, les dépenses en immobilisations et les acquisitions, y compris les dettes prises en charge, s'établissaient à environ 7,0 milliards de dollars pour les trois derniers exercices.

Dividendes

- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2007, un dividende de 0,34 $ par action ordinaire.
- En janvier 2007, le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un taux d'escompte de 2 % aux termes du RDA de la société, et ce, à compter du dividende payable le 30 avril 2007 aux actionnaires inscrits le 30 mars 2007.

Fonds provenant de l'exploitation

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



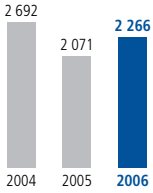
Les fonds provenant de l'exploitation en 2006 se sont chiffrés à 2,4 milliards de dollars, alors qu'ils avaient totalisé 2,0 milliards de dollars en 2005 et 1,7 milliard de dollars en 2004. La hausse en 2006, par rapport à 2005, est principalement due à un accroissement du bénéfice net, exclusion faite des gains, ainsi qu'à une diminution du montant d'impôts sur les bénéfices exigibles. L'entreprise de pipelines a constitué la principale source de fonds provenant de l'exploitation pour chacun des trois derniers exercices. Les fonds provenant de l'exploitation de l'entreprise d'énergie ont augmenté en 2006, comparativement à ceux des deux exercices précédents, grâce à la croissance rapide de ce secteur au cours des dernières années.

Au 31 décembre 2006, la capacité de TransCanada 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

En 2006, les dépenses en immobilisations ont totalisé 1 572 millions de dollars, comparativement à 754 millions de dollars en 2005 et à 530 millions de dollars en 2004. Les dépenses en immobilisations des trois derniers exercices ont été affectées principalement à la construction de nouvelles centrales et installations de stockage de gaz naturel au Canada, ainsi qu'à l'entretien et à la capacité des installations de l'entreprise de pipelines.

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



En 2006, PipeLines LP a acheté une participation supplémentaire de 49 % dans Tuscarora, sous réserve des rajustements de clôture, au prix de 100 millions de dollars US, sans compter la prise en charge indirecte de la dette de 37 millions de dollars US. En outre, PipeLines LP a acheté une participation supplémentaire de commandité de 20 % dans Northern Border, au prix de 307 millions de dollars US, sans compter la prise en charge indirecte de la dette de 122 millions de dollars US. Au 31 décembre 2006, TransCanada détenait une participation de 13,4 % dans PipeLines LP. En 2006, TransCanada a vendu sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners, L.P. pour un produit de 23 millions de dollars.

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

En 2004, TransCanada a acquis GTN au prix de 1,2 milliard de dollars US, exclusion faite de la dette d'environ 500 millions de dollars US prise en charge, et elle a vendu à S.E.C. Électricité les centrales de ManChief et de Curtis Palmer en contrepartie de 403 millions de dollars US, compte non tenu des rajustements de clôture.

Activités de financement

Le 22 février 2007, la société a financé l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes. Cette acquisition a été financée au moyen de l'émission de titres de créance et de titres de participation. Parallèlement, PipeLines LP a réalisé l'achat d'une participation dans Great Lakes qui a été financée au moyen de l'émission de titres de créance et de titres de participation. Ces opérations de financement sont résumées sous la rubrique Événements postérieurs du présent rapport de gestion.

Le 15 février 2007, la société a racheté des billets à moyen terme à 6,05 % d'un montant de 275 millions de dollars. En 2006, TransCanada a affecté 729 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme et elle a réduit de 495 millions de dollars ses billets à payer. En janvier 2006, la société a émis des billets à moyen terme sur 5 ans, échéant en 2011 et comportant un taux d'intérêt de 4,3 %, pour une valeur de 300 millions de dollars. En mars 2006, elle a émis des billets de premier rang non garantis sur 30 ans, échéant en 2036 et comportant un taux d'intérêt de 5,85 %, pour une valeur de 500 millions de dollars US. En octobre 2006, TransCanada a émis des billets à moyen terme sur 10 ans, échéant en 2016 et comportant un taux d'intérêt de 4,65 %, pour une valeur de 400 millions de dollars.

En avril 2006, PipeLines LP a prélevé 307 millions de dollars US sur sa facilité de crédit non garantie pour financer la tranche au comptant du prix d'achat de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border. En décembre 2006, cette facilité de crédit a été intégralement remboursée et remplacée par une convention de prêt à terme et de crédit renouvelable consortiale de 410 millions de dollars US, aux termes de laquelle un montant de 397 millions de dollars US avait été prélevé au 31 décembre 2006. Les emprunts aux termes de la convention de prêt à terme et de crédit porteront intérêt au taux interbancaire offert à Londres majoré de la marge applicable.

En 2005, TransCanada avait affecté 1 113 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme et avait augmenté de 416 millions de dollars ses billets à payer. En juin 2005, Gas Transmission Northwest Corporation (GTNC) avait remboursé l'ensemble des débentures non garanties de premier rang en circulation (débentures) au taux de 7,8 % et d'un montant de 150 millions de dollars US, ainsi que des billets non garantis de premier rang au taux de 7,1 % et d'un montant de 250 millions de dollars US. 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 avait aussi réalisé un placement privé multi-tranches de titres d'emprunt de premier rang totalisant 400 millions de dollars US et comportant un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,28 % sur une durée moyenne pondérée d'environ 18 ans. En outre, en 2005, TransCanada avait émis pour 300 millions de dollars de billets à moyen terme au taux d'intérêt de 5,1 % et échéant en 2017 conformément au prospectus préalable canadien de la société.

En 2004, TransCanada 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 4,1 % et échéant en 2009, pour 350 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang comportant un taux d'intérêt de 5,6 % et échéant en 2034, et pour 300 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang 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 2006, les activités de financement comprennent une baisse nette de 14 millions de dollars de la quote-part de TransCanada dans la dette sans recours des coentreprises, comparativement à 42 millions de dollars en 2005 et à une augmentation nette de 105 millions de dollars en 2004.

En 2006, des dividendes sur les actions ordinaires s'élevant à 617 millions de dollars ont été versés, comparativement à 586 millions de dollars en 2005 et à 552 millions de dollars en 2004.

En janvier 2007, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé une majoration des dividendes trimestriels sur les actions ordinaires, qui passent de 0,32 $ par action à 0,34 $ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2007. Il s'agit du septième exercice consécutif pour lequel une majoration des dividendes est approuvée depuis que des dividendes de 0,20 $ par action avaient été déclarés au quatrième trimestre de 2000, pour une augmentation de 70 % du taux de dividendes depuis l'an 2000.

En janvier 2007, le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un taux d'escompte aux participants au RDA de la société. Ce régime permet aux actionnaires admissibles de réinvestir leurs dividendes en vue d'obtenir d'autres actions ordinaires de TransCanada. Par le passé, les actions achetées par le truchement du RDA l'avaient été par TransCanada sur le marché libre et avaient été fournies aux participants au RDA au prix coûtant. Les actions seront émises à l'intention des participants à un taux d'escompte de 2 % à partir des dividendes payables en avril 2007. La société se réserve le droit de modifier le taux d'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

Au 31 décembre 2006, la société disposait de facilités de crédit totalisant 2,1 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 2006, la date d'échéance de cette facilité a été reportée jusqu'en décembre 2011. Le reste des montants représente des facilités remboursables sur demande ou dont l'échéance ne peut être reportée.

Au 31 décembre 2006, TransCanada a affecté environ 190 millions de dollars du total de ses marges de crédit à des lettres de crédit à l'appui d'ententes commerciales. À leur utilisation, les marges de crédit prévoient l'un taux d'intérêt égal aux taux préférentiels exigés par les banques à charte canadiennes et les établissements bancaires américains, ou de taux établis en fonction d'autres ententes financières négociées.

La cote d'émetteur accordée à TransCanada par Moody's Investors Service (Moody's) est A3, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's et Standard & Poor's (S&P) accordent aux titres de créance non garantis de premier rang de TransCanada Pipelines Limited (TCPL) sont respectivement A, avec perspectives

stables, A2, avec perspectives stables, et A–, avec perspectives négatives. DBRS avait attribué à TCPL la cote en cours d'examen avec nouvelles incidences le 22 décembre 2006, par suite de l'annonce de l'acquisition d'ANR et de Great Lakes. Moody's et S&P ont réitéré leurs cotes après l'annonce de l'acquisition. Le 22 février 2007, DBRS a confirmé la cote accordée à TCPL et ses perspectives, et elle a supprimé la référence à la cote en cours d'examen.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Obligations et engagements

Le total de la dette à long terme au 31 décembre 2006 était d'environ 11,5 milliards de dollars, contre quelque 10,0 milliards de dollars au 31 décembre 2005. La quote-part de TransCanada du total des titres de créance des coentreprises au 31 décembre 2006 était de 1,3 milliard de dollars, alors qu'elle se situait à 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2005. Le total des billets à payer au 31 décembre 2006, y compris la quote-part de TransCanada des billets à payer des coentreprises, s'établissait à 467 millions de dollars, comparativement à 962 millions de dollars au 31 décembre 2005. La garantie fournie par chaque coentreprise, à l'exception des obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power, se limite aux droits et aux actifs de la coentreprise et ne s'applique pas aux droits et aux actifs de TransCanada, sauf dans la mesure de sa participation. TransCanada a fourni certaines garanties proportionnelles relativement aux obligations découlant des contrats de location-acquisition de Bruce Power.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

		Paiements en fonction de l'échéance			
	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	12 531	750	1 605	1 803	8 373
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	250	8	20	28	194
Contrats d'exploitation[1]	919	39	83	84	713
Obligations d'achat	11 871	2 707	3 274	1 403	4 487
Autres passifs à long terme figurant au bilan	304	10	23	27	244
Total des obligations contractuelles	25 875	3 514	5 005	3 345	14 011

(1) Représente, déduction faite des encaissements de sous-location, les versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel, ainsi que pour un emplacement d'installations de stockage de gaz naturel. Les contrats de location-exploitation des bureaux viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2016. Certains contrats de location-exploitation des bureaux comportent une option de renouvellement allant de trois à cinq ans. Le contrat de location-exploitation de l'emplacement des installations 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 2006, les remboursements de capital et les paiements d'intérêt prévus et liés à la dette à long terme, ainsi qu'à la quote-part de la société de la dette à long terme et des obligations au titre de contrats de location-acquisition de coentreprises, s'établissent comme suit.

REMBOURSEMENTS DE CAPITAL

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

		Paiements en fonction de l'échéance			
	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	11 503	616	1 396	1 536	7 955
Dette à long terme des coentreprises	1 028	134	209	267	418
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	250	8	20	28	194
Total des remboursements de capital	12 781	758	1 625	1 831	8 567

PAIEMENTS D'INTÉRÊT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

		Paiements en fonction de l'échéance			
	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme	11 963	888	1 625	1 411	8 039
Paiements d'intérêt sur la dette à long terme des coentreprises	687	86	160	105	336
Total des paiements d'intérêt	12 650	974	1 785	1 516	8 375

Au 31 décembre 2006, les obligations d'achat futures de la société s'établissent approximativement comme suit.

OBLIGATIONS D'ACHAT[1]
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

		Paiements en fonction de l'échéance			
	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Pipelines					
Transport par des tiers[2]	648	178	257	126	87
Divers	92	92	–	–	–
Énergie					
Achats de produits de base[3]	8 807	1 396	2 051	1 101	4 259
Dépenses en immobilisations[4]	1 875	854	842	118	61
Divers[5]	374	169	90	42	73
Siège social					
Technologie de l'information et autres	75	18	34	16	7
Total des obligations d'achat	11 871	2 707	3 274	1 403	4 487

(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 2007. Au-delà de 2007, les taux de demande sont sujets à changement. Les obligations contractuelles dans le tableau sont fondées exclusivement sur les volumes de la demande connus ou visés par des contrats et ne tiennent pas compte des charges liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

(3) Les 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) Représente principalement les dépenses en immobilisations estimatives pour la construction de nouveaux projets de l'entreprise d'énergie. Les montants sont des estimations qui fluctuent selon le moment de la construction et les améliorations apportées au projet. La société prévoit financer ces projets au moyen des fonds provenant de l'exploitation, et si nécessaire au moyen de nouveaux titres de créance.

(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 2007, TransCanada s'attend à capitaliser ses régimes de retraite et ses autres régimes d'avantages sociaux, respectivement dans une mesure d'environ 44 millions de dollars et de 5 millions de dollars. Le recul de la capitalisation totale des régimes de retraite et des régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi en 2007, laquelle s'élevait à 104 millions de dollars en 2006, est principalement attribuable au taux de rendement réel des placements des actifs des régimes en 2006, supérieur aux attentes, ainsi qu'à la capitalisation supplémentaire de la part de la société en 2006. Ces diminutions ont été partiellement annulées par des augmentations des obligations de capitalisation des régimes de retraite en raison des résultats techniques ayant différé des attentes. En 2007, la quote-part de TransCanada des contributions à la capitalisation attendues des coentreprises à l'égard de leurs propres régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux se situe respectivement à environ 33 millions de dollars et 3 millions de dollars.

TransCanada a garanti l'exécution de toutes les obligations de PipeLines LP liées à son acquisition d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes aux termes de la convention d'achat.

TransCanada et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Bruce Power
Le tableau qui suit porte sur les dépenses en immobilisations de l'entreprise d'énergie et fait état de la part de TransCanada dans les engagements de Bruce A envers des tiers pour les quatre prochains exercices, à l'égard de la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs, de la prolongation de la durée de vie du troisième réacteur en en remplaçant les

chaudières à vapeur et les canaux de combustible au besoin ainsi que du remplacement des chaudières à vapeur du quatrième réacteur.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

2007	450
2008	164
2009	71
2010	1
2011	–
	686

Outre le redémarrage et la remise en état des installations de Bruce, la société devra engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,2 milliard de dollars pour les travaux de construction en vue de l'aménagement des installations de Halton Hills et de Portlands Energy, ainsi que dans le cadre des projets à venir de Cartier énergie éolienne, sous réserve des affectations et approbations futures.

Aboriginal Pipeline Group
Le 18 juin 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'APG et TransCanada ont conclu un accord régissant le rôle de TransCanada dans le cadre du projet de GVM. 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. Selon l'accord, TransCanada a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de l'élaboration préliminaire du projet. Ces coûts sont actuellement évalués à environ 145 millions de dollars jusqu'à la fin de 2007.

Garanties
TransCanada n'était liée par aucune garantie relativement à la dette à long terme de tiers non apparentés au 31 décembre 2006.

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. Les garanties échoient de 2007 à 2018.

Dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005, 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 2006, la quote-part de TransCanada du risque net découlant des garanties de Bruce B était évaluée à environ 586 millions de dollars, sur un maximum calculé de 658 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.

TransCanada 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 105 millions de dollars US de TransGas de Occidente S.A. (TransGas) émis dans le public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de 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 TransCanada 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 TransCanada. Les titres de créance viennent à échéance en 2010 et la société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

Dans le cadre de l'acquisition de GTN en 2004, 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 2006, un montant de 24 millions de dollars US se trouvait toujours dans le compte de mise en main tierce. Les fonds entiercés représentent la valeur nominale totale de l'obligation éventuelle au titre de certaines garanties de GTN. En février 2007, les fonds ont été libérés et une partie du montant a servi à régler l'obligation de GTN aux termes des garanties désignées.

Éventualités

En 2003, la *Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations* (CAPLA) et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la *Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario*, une action contre la société et Enbridge Inc. pour des dommages de 500 millions de dollars qu'ils auraient supposément 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*. En novembre 2006, TransCanada et Enbridge Inc. ont obtenu un rejet de la cause, mais CAPLA en a appelé de la décision. La société continue de croire 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 font 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.

INSTRUMENTS FINANCIERS ET AUTRES

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 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. Le recours aux instruments dérivés est assujetti aux politiques et procédés administratifs de la société en matière de gestion des risques.

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 gains ou aux pertes 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. 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 sont reportés et constatés 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 alors 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, à Foothills et au réseau de la Colombie-Britannique, est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture sont reportés.

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 2006 et 2005, la société possédait des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain, 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 américains 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 qui suit.

Actif (passif)

		2006		2005	
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**Juste valeur**	**Montant nominal ou en capital**	Juste valeur	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2007 et 2013)	Éléments de couverture	**58**	**400 US**	119	450 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2007)	Éléments de couverture	**(7)**	**390 US**	5	525 US
Options sur dollars US (échéant en 2007)	Éléments de couverture	**(6)**	**500 US**	–	60 US

Rapprochement – Compte d'écart de conversion

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Soldes aux 1er janvier (perte)	**(90)**	(71)
Gains (pertes) à la conversion du montant net des actifs libellés en devises[1]	**8**	(21)
(Pertes) gains sur les instruments dérivés	**(9)**	23
Impôts sur les bénéfices	**1**	(21)
Soldes aux 31 décembre (perte)	**(90)**	(90)

[1] Le montant de 2006 comprend des gains de 6 millions de dollars (80 millions de dollars en 2005) liés aux titres de créance libellés en devises et désignés comme des éléments de couverture.

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 américains. La société gère 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 à l'avance. Les détails au sujet des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt sont présentés dans le tableau qui suit.

Actif (passif)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**2006** **Juste valeur**	**2006** **Montant nominal ou en capital**	2005 Juste valeur	2005 Montant nominal ou en capital
Change					
Swaps de devises et de taux d'intérêt					
(échéant en 2013)	Éléments de couverture	**(32)**	**136/100 US**	–	
(échéant entre 2010 et 2012)	Éléments autres que de couverture	**(52)**	**227/157 US**	(86)	363/257 US
		(84)		(86)	
Taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant en 2007 ou 2008)	Éléments de couverture	**2**	**100**	4	100
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	**5**	**300**	7	374
		7		11	
En dollars US					
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	**4**	**100 US**	5	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 qui suit.

Actif (passif)

		2006		2005	
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**Juste valeur**	**Montant nominal ou en capital**	Juste valeur	Montant nominal ou en capital
Change					
Options (échéant en 2007)	Éléments autres que de couverture	**–**	**95 US**	1	195 US
Contrats de change à terme					
	Éléments de couverture	**–**	**–**	2	29 US
(échéant en 2007)	Éléments autres que de couverture	**(3)**	**250 US**	1	208 US
		(3)		4	
Taux d'intérêt					
Options (échéant en 2007)	Éléments autres que de couverture	**–**	**50 US**	–	–
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant entre 2007 et 2011)	Éléments de couverture	**–**	**150**	1	100
(échéant entre 2009 et 2011)	Éléments autres que de couverture	**–**	**164**	1	423
		–		2	
En dollars US					
(échéant entre 2011 et 2017)	Éléments de couverture	**(2)**	**350 US**	–	50 US
(échéant entre 2007 et 2016)	Éléments autres que de couverture	**9**	**450 US**	18	550 US
		7		18	

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la société affichait des pertes nettes de 1 million de dollars (gains nets de 10 millions de dollars en 2005; gains nets de 5 millions de dollars en 2004) associées à des swaps de taux d'intérêt, notamment une perte de 6 millions de dollars (perte de 5 millions de dollars en 2005; gain de 7 millions de dollars en 2004) relativement à une modification des positions évaluées à la valeur du marché des éléments autres que de couverture. Dans l'état consolidé des résultats, les pertes nettes sont incluses dans le poste Charges financières.

Les gains de change compris dans le poste Autres charges (produits), pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'établissent à 4 millions de dollars (19 millions de dollars en 2005 et 6 millions de dollars en 2004).

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 aux 31 décembre 2006 et 2005 est de néant.

Gestion du risqué 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, contrats à terme, options et contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau qui suit.

Énergie

Actif (passif)

		2006	2005
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**Juste valeur**	Juste valeur
Électricité – swaps et contrats sur écarts			
(échéant entre 2007 et 2011)	Éléments de couverture	**(179)**	(130)
(échéant entre 2007 et 2010)	Éléments autres que de couverture	**(7)**	13
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2007 et 2016)	Éléments de couverture	**(66)**	17
(échéant en 2007 ou 2008)	Éléments autres que de couverture	**30**	(11)
Contrats sur coûts thermiques	Éléments autres que de couverture	**–**	–

Volumes de référence

Au 31 décembre 2006	Traitement comptable	Électricité (en GWh) Achats	Électricité (en GWh) Ventes	Gaz (en milliards de pieds cubes) Achats	Gaz (en milliards de pieds cubes) Ventes
Électricité – swaps et contrats sur écarts (échéant entre 2007 et 2011)	Éléments de couverture	**6 654**	**12 349**	**–**	**–**
(échéant entre 2007 et 2010)	Éléments autres que de couverture	**1 402**	**964**	**–**	**–**
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2007 et 2016)	Éléments de couverture	**–**	**–**	**77**	**59**
(échéant en 2007 ou 2008)	Éléments autres que de couverture	**–**	**–**	**11**	**15**
Contrats sur coûts thermiques	Éléments autres que de couverture	**–**	**9**	**–**	**–**
Au 31 décembre 2005					
Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	2 566	7 780	–	–
	Éléments autres que de couverture	1 332	456	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	–	–	91	69
	Éléments autres que de couverture	–	–	15	18
Contrats sur coûts thermiques	Éléments autres que de couverture	–	35	–	–

En 2006, la société a inscrit des gains nets de 41 millions de dollars (pertes nettes de 12 millions de dollars en 2005; pertes nettes de 1 million de dollars en 2004) attribuables à des swaps de gaz, à des contrats à terme et à des options constituant des éléments autres que de couverture. Ces gains nets ont été partiellement neutralisés par des pertes de 19 millions de dollars (gains nets de 16 millions de dollars en 2005; pertes nettes de 3 millions de dollars en 2004) attribuables à des swaps et à des contrats d'électricité constituant des éléments autres que de couverture. Les gains et des pertes sur les instruments dérivés constituant des éléments autres que de couverture pour l'électricité, le gaz et les contrats sur coûts thermiques se sont soldés, sur l'exercice, par des gains nets de 22 millions de dollars (gains net de 4 millions de dollars en 2005; pertes nettes de 4 millions de dollars en 2004) inclus dans les produits.

Au 31 décembre 2006, la société présentait des pertes nettes non matérialisées de 222 millions de dollars (pertes nettes de 111 millions de dollars en 2005) en raison de ses swaps de gaz, contrats à terme, options et autres contrats non encore réglés à la fin de l'exercice. Des pertes non matérialisées attribuables à des instruments dérivés non réglés pour l'énergie de 144 millions de dollars (107 millions de dollars en 2005) et de 158 millions de dollars (105 millions de dollars en 2005) sont incluses respectivement dans les créditeurs et dans les montants reportés. Ces pertes ont été en partie annulées par des gains

non matérialisés de 39 millions de dollars (44 millions de dollars en 2005) et de 41 millions de dollars (57 millions de dollars en 2005) inclus respectivement dans les autres actifs et dans les autres actifs à court terme.

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 de la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité en vigueur au 31 décembre 2006 était de 55 millions de dollars ((38) millions de dollars en 2005) et elle visait des contrats portant sur la période allant de 2007 à 2010. La quote-part de la société des volumes des ventes de référence liée à ce risque s'établissait à 4 500 GWh au 31 décembre 2006 (2 058 GWh en 2005).

RISQUES ET GESTION DES RISQUES

Aperçu de la gestion des risques

TransCanada 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 TransCanada a pris un engagement de soutien ferme à l'endroit de cette fonction. Le principal objectif de gestion des risques de TransCanada 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 TransCanada.
- *Examen indépendant* – Toutes les activités comportant des risques sont soumises à un examen indépendant du secteur d'activité visé.
- *Évaluation* – Des procédés sont en place pour assurer que les risques sont évalués de la façon voulue aux niveaux des opérations et des contreparties.
- *Revues 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 risques individuels sont soumis à un examen de vérification interne et le rapport est présenté de façon indépendante au comité de vérification du conseil d'administration de TransCanada.

Les processus inhérents à la fonction de gestion des risques de TransCanada sont conçus pour assurer que les risques sont adéquatement cernés, quantifiés, déclarés et gérés. Les stratégies, politiques et limites de la gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TransCanada 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.

TransCanada 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 des 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 TransCanada.

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

TransCanada 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 aux 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 15 afférente aux états financiers consolidés.

Projets d'aménagement et acquisitions
TransCanada demeure axée sur la croissance de ses entreprises de pipelines et d'énergie par le truchement de projets entièrement nouveaux et d'acquisitions. TransCanada reporte les coûts engagés dans le cadre de certains projets d'aménagement durant la période précédant la construction lorsque les projets respectent certains critères spécifiques, notamment en présumant que les projets seront menés à bonne fin. Si un projet donné ne va pas de l'avant, les coûts reportés connexes sont alors passés en charges. Pour ce qui est de l'acquisition par TransCanada d'actifs et d'établissements existants, il existe un risque que certaines occasions commerciales et synergies opérationnelles ne se matérialisent pas selon les prévisions initiales.

Change
Une partie du résultat de TransCanada provenant des activités des secteurs de l'énergie et des pipelines aux États-Unis est générée en dollars américains et est ainsi assujettie aux variations des taux de change. La valeur du dollar canadien en regard du dollar américain peut influer positivement ou négativement sur le résultat net de TransCanada, bien que TransCanada atténue en grande part l'incidence de telles variations en réduisant le risque pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture. À la suite de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans PipeLines LP, TransCanada prévoit que le risque lié aux fluctuations du dollar US sera plus grand.

Risques et gestion du risque liés à la réglementation environnementale
Les changements climatiques restent une question de fond pour TransCanada. Le nouveau gouvernement canadien élu au début de 2006, au lieu de mettre l'accent sur l'atteinte des objectifs de réduction des gaz à effet de serre, a décidé de se concentrer davantage sur les questions de l'air pur et des émissions de gaz à effet de serre. Le gouvernement du Canada a déposé la *Loi canadienne sur la qualité de l'air* le 19 octobre 2006. Toutefois, le cadre stratégique de cette nouvelle réglementation n'a pas encore été défini par le gouvernement fédéral, pas plus que ne l'ont été les cibles spécifiques visées selon les secteurs, les calendriers d'application et les options de conformité. À l'échelle provinciale, le gouvernement du Québec a adopté une loi pour le paiement de redevances dans le contexte des émissions industrielles de gaz à effet de serre générées par les hydrocarbures. Les détails d'application ne sont toujours pas connus mais devraient vraisemblablement être rendus publics au cours de l'année qui vient. En Alberta, le gouvernement a indiqué qu'il poursuivra sur la voie qu'il avait lui-même tracée au sujet de la mise en œuvre d'une réglementation visant la gestion des gaz à effet de serre. Pour le moment, nul ne sait s'il y aura un quelconque lien avec le programme fédéral.

Aux États-Unis, des projets sont en cours dans certains états, plus particulièrement dans la région du Nord-Est et en Californie, afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre. Tous les détails ne sont pas connus et les incidences sur les actifs de TransCanada aux États-Unis demeurent incertaines.

En dépit de toute cette incertitude, TransCanada va de l'avant avec ses programmes de gestion des émissions de gaz à effet de serre découlant de ses activités, et elle évalue de nouveaux procédés ainsi que de nouvelles technologies en vue d'une plus grande efficacité à cet égard, et d'une diminution des taux d'émission. En outre, TransCanada continue de prendre part aux débats partout où elle exploite des installations et où des politiques en la matière sont en cours d'élaboration.

CONTRÔLES ET PROCÉDÉS

Évaluation des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information
Les contrôles et les mécanismes de présentation de l'information sont conçus de manière à fournir l'assurance raisonnable que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont soumis, est enregistrée, traitée, résumée et présentée dans les délais impartis en vertu des lois sur les valeurs mobilières, au Canada et aux États-Unis. Cette information est regroupée et communiquée à la direction, notamment au

président et chef de la direction et au chef des finances, afin de permettre de prendre des décisions en temps opportun au sujet de sa présentation.

Au 31 décembre 2006, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information de TransCanada dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la *Securities and Exchange Commission* (SEC) aux États-Unis. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information de TransCanada étaient efficaces au 31 décembre 2006.

Rapport annuel de la direction sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière
Les contrôles internes à l'égard de l'information financière constituent un mécanisme, conçu par la haute direction ou dont elle supervise l'exécution par le conseil d'administration, par la direction et par les autres membres du personnel, qui fournit une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers consolidés pour communication conformément aux PCGR du Canada, y compris un rapprochement avec les PCGR des États-Unis.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière. Peu importe leur qualité de conception, les contrôles internes à l'égard de l'information financière présentent des restrictions qui leur sont inhérentes et ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en matière de préparation et de présentation fidèle des états financiers publiés. Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes à l'égard de l'information financière en fonction du cadre de contrôle interne intégré au cadre de référence du *Committee of Sponsoring Organizations* de la *Treadway Commission*. À la suite de cette évaluation en fonction des critères établis, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces au 31 décembre 2006 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers pour la communication externe de l'information financière.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TransCanada, 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 TransCanada.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le président et chef de la direction de TransCanada a fourni à la Bourse de New York l'attestation annuelle du chef de la direction sur le respect, par TransCanada, 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 TransCanada ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations sur la qualité de l'information présentée par TransCanada dans les rapports de l'exercice 2006 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Dépenses de conformité
Le total estimatif des frais engagés par TransCanada afin de répondre aux exigences de conformité de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada imposées aux termes de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* pour la période du 1er janvier 2002 au 31 décembre 2006 est de 14 millions de dollars, y compris des dépenses de tiers de 4 millions de dollars.

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

Étant donné que l'établissement de la valeur de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, la préparation des états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses que la société a faites et posées en exerçant un degré élevé de jugement.

Comptabilité des activités réglementées
La société comptabilise les incidences de la réglementation des prix conformément aux PCGR décrits à la note 1 et à la note 11 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 de la façon voulue de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société et, ce faisant, pour que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, le moment de la constatation de certains produits et charges pour les entreprises réglementées peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR, tel qu'il est expliqué en détail à la note 11 afférente aux états financiers consolidés.

Comptabilité des instruments dérivés

La société conclut les instruments financiers suivants pour gérer ses risques :

- contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique pour la gestion générale des risques liés au prix des produits de base;
- contrats d'instruments dérivés portant sur le change et les taux d'intérêt pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et les risques liés aux opérations conclues en dollars US;
- titres de créance libellés en dollars US, swaps de dollars US et contrats à terme et options pour couvrir le montant du risque, après les impôts, des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes dont la monnaie fonctionnelle est le dollar US.

Les instruments dérivés sont comptabilisés à leur juste valeur à la date de chaque bilan. Les instruments dérivés et autres instruments doivent être désignés comme tels et être efficaces pour être admissibles à la comptabilité de couverture. 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. Les gains et les pertes à long terme non réalisés sont compris respectivement dans les postes Autres actifs et Montants reportés. Les gains et les pertes courants non réalisés sont compris respectivement dans les postes Autres actifs à court terme et Créditeurs. 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 gains ou aux pertes de change découlant de la conversion des états financiers des établissements étrangers compris dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres.

L'efficacité des instruments dérivés faisant l'objet de la comptabilité de couverture est évaluée au moment de leur entrée en vigueur et régulièrement par la suite. Pour déterminer si un instrument dérivé est admissible en tant que couverture des flux de trésorerie, la société analyse les données historiques sur les prix du marché afin d'évaluer si les instruments dérivés seront très efficaces pour générer des flux de trésorerie compensatoires attribuables au risque couvert. 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. S'il devient probable qu'une opération prévue couverte ne se réalisera pas, les gains ou les pertes reportés connexes sont alors 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, à Foothills et au réseau de la Colombie-Britannique est déterminée par le truchement du processus de réglementation. 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 gains et les pertes sur les instruments dérivés comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture sont reportés.

La juste valeur des contrats d'instruments dérivés est déterminée en fonction de la nature des opérations et du marché dans lequel les opérations sont effectuées. Les hypothèses et les jugements au sujet de la qualité des contreparties et du crédit entrent en jeu dans la détermination de la juste valeur.

La société estime la juste valeur des contrats de dérivés en se fondant sur les cours dans des marchés semblables ou sur d'autres analyses de marché. Le nombre d'opérations exécutées qui ne se fondent pas sur les cours du marché est limité. La juste valeur de tous les instruments dérivés est continuellement sujette à changement puisque la bourse de marchandises sous-jacente fluctue et que les hypothèses et jugements de TransCanada varient. La juste valeur des instruments dérivés portant sur le change et les taux d'intérêt a été calculée au moyen des taux du marché en fin d'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique est calculée au moyen des prix à terme estimatifs pour la période visée.

Le tableau ci-dessous présente l'incidence de la variation de un dollar dans le prix de l'électricité (par MWh) ou du gaz (par GJ) dans le calcul des justes valeurs des instruments dérivés constatées au bilan.

	Augmentation de 1 $	Diminution de 1 $
(en millions de dollars)	Incidence sur la juste valeur	Incidence sur la juste valeur
Installations énergétiques de l'Ouest – électricité	– 8	+8
Installations énergétiques de l'Est – électricité	+2	– 3
Installations énergétiques de l'Est – gaz	+19	– 19

Dotation aux amortissements

Les immobilisations corporelles de TransCanada sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 6 %. Le grand équipement et les structures des centrales et des installations de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont amortis à des taux annuels moyens variant de 2 % à 10 %. Les actifs de production d'énergie nucléaire faisant l'objet de contrats de location-acquisition sont amortis sur leur durée de vie utile ou sur la durée restante du contrat, selon la période la plus courte. Le reste du matériel est amorti à divers taux.

La dotation aux amortissements s'établissait à 1 059 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et touchait principalement les secteurs des pipelines et de l'énergie de la société. Pour le secteur des pipelines, les taux d'amortissement sont approuvés, le cas échéant, par les organismes de réglementation, et les charges d'amortissement sont recouvrées en fonction du coût des services ou des produits proposés. Si 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 pipelines n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net de TransCanada, mais aurait une incidence directe sur les fonds provenant de l'exploitation.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Opérations non monétaires

À l'égard des opérations non monétaires lancées au cours des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2006, le nouveau chapitre 3831 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Opérations non monétaires » 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. L'adoption, en 2006, des dispositions prévues dans cette norme n'a pas influé sur les états financiers consolidés de la société.

Instruments financiers – comptabilisation et évaluation

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2006, le nouveau chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » prescrit que tous les instruments financiers visés par cette norme, y compris les instruments dérivés, soient inclus au bilan de la société. Les contrats pouvant être réglés par la réception ou la livraison d'un produit de base seront également visés par l'application de ce chapitre. Ces instruments financiers doivent être mesurés, soit à leur juste valeur, soit, dans certaines circonstances limitées lorsque la juste valeur peut ne pas être considérée comme la plus pertinente, au coût ou au coût après amortissement. Il précise en outre quand les gains et les pertes découlant de variations de la juste valeur doivent être constatés dans l'état des résultats. Le nouveau chapitre précité sera adopté par la société prospectivement à compter du 1er janvier 2007. TransCanada ne prévoit pas que cette nouvelle exigence influera de façon significative sur les états financiers consolidés de la société.

Couverture

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2006, le nouveau chapitre 3865 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Couvertures » 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. Le nouveau chapitre précité sera adopté par la société prospectivement à compter du 1er janvier 2007. TransCanada ne prévoit pas que cette nouvelle exigence influera de façon significative sur les états financiers consolidés de la société.

Résultat étendu

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2006, le nouveau chapitre 1530 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Résultat étendu » 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 de certaines pertes hors du bénéfice net. Le chapitre précité sera adopté par la société prospectivement à compter du 1er janvier 2007. À compter du premier trimestre de 2007, les états financiers de TransCanada comprendront un état du résultat étendu et un état du résultat étendu cumulatif.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES[1]

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2006 Quatrième**	**Troisième**	**Deuxième**	**Premier**
Produits	**2 091**	**1 850**	**1 685**	**1 894**
Bénéfice net				
Activités poursuivies	**269**	**293**	**244**	**245**
Activités abandonnées	**–**	**–**	**–**	**28**
	269	**293**	**244**	**273**
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	**0,55 $**	**0,60 $**	**0,50 $**	**0,50 $**
Activités abandonnées	**–**	**–**	**–**	**0,06**
	0,55 $	**0,60 $**	**0,50 $**	**0,56 $**
Bénéfice net par action – dilué				
Activités poursuivies	**0,54 $**	**0,60 $**	**0,50 $**	**0,50 $**
Activités abandonnées	**–**	**–**	**–**	**0,06**
	0,54 $	**0,60 $**	**0,50 $**	**0,56 $**
Dividendes déclarés par action ordinaire	**0,32 $**	**0,32 $**	**0,32 $**	**0,32 $**

(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				
Activités poursuivies	350	427	200	232
Activités abandonnées	–	–	–	–
	350	427	200	232
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,72 $	0,88 $	0,41 $	0,48 $
Activités abandonnées	–	–	–	–
	0,72 $	0,88 $	0,41 $	0,48 $
Bénéfice net par action – dilué				
Activités poursuivies	0,71 $	0,87 $	0,41 $	0,48 $
Activités abandonnées	–	–	–	–
	0,71 $	0,87 $	0,41 $	0,48 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,305 $	0,305 $	0,305 $	0,305 $

(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 et à la note 22 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2006 de TransCanada, dans le rapport annuel de 2006 de TransCanada, 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

Le secteur des pipelines est principalement constitué 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, des règlements négociés avec les expéditeurs et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis, de même que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les produits et le résultat net du secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage du gaz naturel, 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 éléments notables ayant influé sur le résultat net par trimestre en 2006 et en 2005 s'établissent comme suit :

- 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. Le résultat de l'entreprise d'énergie tient 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 au passage à six réacteurs.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprenait un montant de 21 millions de dollars (13 millions de dollars en rapport avec 2004 et 8 millions de dollars en rapport avec 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 1er avril 2005, TransCanada a conclu l'acquisition d'actifs de production hydroélectrique auprès d'USGen. Le produit tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation 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 comprenait 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 produit tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation 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 comprenait 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 2005.
- Le résultat net du premier trimestre de 2006 comprenait un règlement de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) reçu dans le cadre de la faillite d'un ancien expéditeur sur le réseau de Gas Transmission Northwest.
- Au deuxième trimestre de 2006, le résultat net comprenait des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars découlant de réductions des taux fédéral et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le résultat net comprenait également un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de la société dans Northern Border Partners, L.P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2006 tenait compte d'une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2006 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices d'un montant de quelque 12 millions de dollars, y compris les intérêts.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2006

APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS
Trimestres terminés les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2006**	2005
Pipelines	**126**	155
Énergie		
Exclusion faite des gains	**132**	87
Gain à la vente de Paiton Energy	**–**	115
	132	202
Siège social	**11**	(7)
Bénéfice net[1]	**269**	350
Bénéfice net par action – de base[2]	**0,55 $**	0,72 $

[1] **Bénéfice net**		
Exclusion faite des gains	**269**	235
Gain à la vente de Paiton Energy	**–**	115
	269	350
[2] **Bénéfice net par action – de base**		
Exclusion faite des gains	**0,55 $**	0,48 $
Gain à la vente de Paiton Energy	**–**	0,24
	0,55 $	0,72 $

Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2006 s'est chiffré à 269 millions de dollars (0,55 $ par action), soit 81 millions de dollars (0,17 $ par action) de moins que les 350 millions de dollars (0,72 $ par action) inscrits au quatrième trimestre de 2005. Cette baisse s'explique en majeure partie par un gain après les impôts de 115 millions de dollars (0,24 $ par action) à la vente de Paiton Energy au quatrième trimestre de 2005.

Exclusion faite du gain de 115 millions de dollars lié à la vente de Paiton Energy, le bénéfice net pour le quatrième trimestre de 2006 a été de 34 millions de dollars (0,07 $ par action) supérieur au montant inscrit pour le quatrième trimestre de 2005. Cette augmentation était principalement attribuable à l'accroissement du résultat net de 45 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et de 18 millions de dollars pour le secteur du siège social, atténuée par le recul de 29 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de pipelines.

Au quatrième trimestre de 2006, le bénéfice net de l'entreprise de pipelines a diminué de 29 millions de dollars, comparativement au quatrième trimestre de 2005, en raison de réductions de 22 millions de dollars du résultat net des pipelines en propriété exclusive et de 7 millions de dollars dans le cas de celui des autres entreprises pipelinières. Le résultat net des pipelines en propriété exclusive a régressé principalement en raison d'une diminution des taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et d'un recul des bases tarifaires moyennes du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta. Le résultat net de GTN s'est replié sous le poids accru des charges d'exploitation, à quoi s'est greffée une baisse des produits tirés du transport. Le résultat net des autres pipelines de TransCanada s'est affaibli principalement par suite de la hausse des coûts d'élaboration de projets et des frais de soutien, et de l'incidence du fléchissement du dollar américain.

À l'exclusion du gain de 115 millions de dollars en 2005, le résultat net de l'entreprise d'énergie a été de 45 millions de dollars supérieur au quatrième trimestre de 2006, comparativement au quatrième trimestre de 2005, compte tenu de l'augmentation du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest, des installations de stockage de gaz naturel, et de Bruce Power. Le recul du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est, ainsi que l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien, ont en partie annulé ces augmentations.

L'apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation s'est accru de 6 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, comparativement au quatrième trimestre de 2005, et ce, surtout grâce à la hausse de la participation dans les installations de

Bruce A et à l'incidence positive de la hausse des volumes produits, annulées en partie par le recul des prix réalisés dans leur ensemble et par l'accroissement des charges d'exploitation.

Au quatrième trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 76 millions de dollars supérieur à celui du quatrième trimestre de 2005. Cette hausse provient avant tout du résultat supplémentaire attribuable à l'acquisition, le 31 décembre 2005, de la CAE de Sheerness de 756 MW, et aux marges supérieures découlant de l'effet cumulé de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général et des coûts thermiques à l'égard des ventes d'électricité non visée par des contrats.

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est a diminué de 13 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006, principalement en raison du nombre record d'ouragans dans le golfe du Mexique en 2005, qui a entraîné une augmentation marquée des prix de certains produits de base, et l'accroissement des volumes d'hydroélectricité produits. Ainsi, des bénéfices plus élevés ont été réalisés en 2005 du fait de l'augmentation des volumes de production en raison des débits supérieurs à la normale aux installations de TC Hydro, des marges supérieures sur le gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz d'OSP, ainsi que des prix supérieurs réalisés pour l'électricité vendue sur le marché au comptant. La baisse d'un trimestre à l'autre a été en partie atténuée par le bénéfice supplémentaire en 2006 découlant de la mise en exploitation de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour en septembre 2006 et du premier parc éolien dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne en novembre 2006.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est accru de 13 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2005 et celui de 2006, surtout grâce à l'apport supérieur de CrossAlta, en raison de la plus grande capacité de stockage, et des écarts supérieurs pour le gaz naturel stocké.

Les frais généraux, administratifs, de soutien et autres de l'entreprise d'énergie ont progressé de 8 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, comparativement au quatrième trimestre de 2005, surtout en raison de l'accroissement des frais d'expansion des affaires associé à une plus grande activité de l'entreprise d'énergie.

Le résultat net du secteur du siège social a progressé de 18 millions de dollars pour s'établir à 11 millions de dollars au quatrième trimestre de 2006, hausse qui s'explique avant tout par les remboursements d'impôts sur les bénéfices d'environ 12 millions de dollars, y compris les intérêts, ainsi que par d'autres rajustements d'impôts positifs.

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Au 22 février 2007, TransCanada avait 528,7 millions d'actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait en circulation 9,6 millions d'options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 5,6 millions d'options qui pouvaient être exercées au 22 février 2007.

En février 2007, la société a émis 39 470 000 reçus de souscription. À la réalisation de l'acquisition d'ANR, ces reçus de souscription ont été échangés contre des actions ordinaires, à raison de un reçu contre une action. En outre, TransCanada a attribué aux preneurs fermes du placement des reçus de souscription des options visant l'achat, en tout temps jusqu'au 16 mars 2007 inclusivement, de 5 920 500 actions ordinaires supplémentaires au prix de 38,00 $ l'action ordinaire.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

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

Un complément d'information sur les principales données financières consolidées pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005, 2004, 2003, 2002, 2001 et 2000 est présenté sous la rubrique Points saillants des résultats financiers des sept derniers exercices, aux pages 121 et 122 du présent rapport annuel.

GLOSSAIRE

AAEP	Approvisionnement accéléré en énergie propre
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
ANR	American Natural Resources Company et ANR Storage Company, collectivement
APG	Aboriginal Pipeline Group
BPC	BPC Generation Infrastructure Trust
Broadwater	Projet de Broadwater Energy
Bruce A	Bruce Power A L.P.
Bruce B	Bruce Power L.P.
Bruce Power	Participations dans Bruce A et Bruce B, collectivement
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
Cacouna	Projet d'Énergie Cacouna
CAE	Convention d'achat d'électricité
Calpine	Calpine Corporation et certaines de ses filiales
Cameco	Cameco Corporation
CAPLA	Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations
CEC	Comité d'examen conjoint
CPPL	ConocoPhillips Pipe Line Company
CrossAlta	CrossAlta Gas Storage & Services Ltd.
DBRS	Dominion Bond Rating Service Limited
EPCOR	EPCOR Utilities Inc.
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
Gas Pacifico	Gasoducto del Pacifico S.A.
GJ	Gigajoule
GNL	Gaz naturel liquéfié
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
GTN	Réseau de Gas Transmission Northwest et réseau de North Baja, collectivement
GTNC	Gas Transmission Northwest Corporation
GVM	Projet du gazoduc de la vallée du Mackenzie
GWh	Gigawatt-heure
INNERGY	INNERGY Holdings S.A.
Iroquois	Iroquois Gas Transmission System, L.P.
Keystone	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
km	Kilomètre
LGN	Liquides de gaz naturel
LPN	Loi sur le pipe-line du Nord du Canada
MCT	Marché de capacité à terme
Millennium	Projet de pipeline Millennium
Mirant	Mirant Corporation et certaines de ses filiales
Moody's	Moody's Investors Service
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
NEPOOL	New England Power Pool
Northern Border	Northern Border Pipeline Company
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
ONÉ	Office national de l'énergie
OSP	Ocean State Power
Paiton Energy	P.T. Paiton Energy Company
PCGR	Principes comptables généralement reconnus
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PipeLines LP	TC PipeLines, LP
Portland	Réseau de Portland Natural Gas Transmission
Portlands Energy	Portlands Energy Centre L.P.
Résultat net	Résultat net découlant des activités poursuivies
RGT	Région du Grand Toronto
RDA	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
S.E.C. Électricité	S.E.C. TransCanada Électricité
S&P	Standard & Poor's
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
Shell	Shell US Gas & Power LLC
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TCPM	TransCanada Power Marketing Ltd.
TQM	Réseau de Trans Québec & Maritimes
TransCanada ou la société	TransCanada Corporation
TransGas	TransGas de Occidente S.A.
Tuscarora	Tuscarora Gas Transmission Company
USGen	USGen New England, Inc.
VCN	Valeur comptable nette
Ventures LP	TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés qui figurent dans le présent rapport annuel 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 ils comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

La direction a rédigé 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 2006 et 2005, 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 2005 et 2004.

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

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction et du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes à l'égard de l'information financière en fonction du cadre de contrôle interne selon le cadre de référence du Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À la suite de cette évaluation en fonction des critères déterminés, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces au 31 décembre 2006 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers pour la communication externe de l'information financière.

Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification composé d'administrateurs qui ne sont pas reliés à la société et qui n'en sont pas des dirigeants. Au cours 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 conformément aux modalités de la charte du comité de vérification définie dans la Notice annuelle. Ce comité examine le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés avant que ces 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. fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et
chef de la direction,

Harold N. Kvisle

Le vice-président directeur
et chef des finances,

Gregory A. Lohnes

Le 22 février 2007

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de TransCanada Corporation

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada Corporation aux 31 décembre 2006 et 2005 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 2006. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. En ce qui a trait aux états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005, nous avons également effectué nos vérifications selon les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2006 et 2005, 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 2006 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

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

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 22 février 2007

TRANSCANADA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2006**	2005	2004
Produits	**7 520**	6 124	5 497
Charges d'exploitation			
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	**2 411**	1 825	1 615
Achats de produits de base revendus	**1 707**	1 232	940
Amortissement	**1 059**	1 017	948
	5 177	4 074	3 503
	2 343	2 050	1 994
Autres charges (produits)			
Charges financières (note 8)	**825**	836	858
Charges financières des coentreprises (note 9)	**92**	66	63
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 6)	**(33)**	(247)	(213)
Intérêts créditeurs et autres produits	**(123)**	(63)	(59)
Gains à la vente d'actifs (note 7)	**(23)**	(445)	(204)
	738	147	445
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	**1 605**	1 903	1 549
Impôts sur les bénéfices (note 16)			
Exigibles	**301**	550	414
Futurs	**175**	60	77
	476	610	491
Participations sans contrôle (note 13)	**78**	84	78
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	**1 051**	1 209	980
Bénéfice net découlant des activités abandonnées (note 22)	**28**	–	52
Bénéfice net	**1 079**	1 209	1 032
Bénéfice net par action (note 14)			
De base			
Activités poursuivies	**2,15 $**	2,49 $	2,02 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11
	2,21 $	2,49 $	2,13 $
Dilué			
Activités poursuivies	**2,14 $**	2,47 $	2,01 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11
	2,20 $	2,47 $	2,12 $

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

TRANSCANADA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	**1 079**	1 209	1 032
Amortissement	**1 059**	1 017	948
Gains à la vente d'actifs, déduction faite des impôts exigibles (note 7)	**(11)**	(318)	(204)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en excédent des distributions reçues (note 6)	**(9)**	(71)	(113)
Impôts futurs (note 16)	**175**	60	77
Participations sans contrôle (note 13)	**78**	84	78
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges (note 19)	**(31)**	(9)	(29)
Autres	**38**	(21)	(86)
	2 378	1 951	1 703
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 20)	**(303)**	(49)	29
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	**2 075**	1 902	1 732
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	**(1 572)**	(754)	(530)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise (note 7)	**(470)**	(1 317)	(1 516)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles (note 7)	**23**	671	410
Montants reportés et autres	**(97)**	64	(12)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(2 116)**	(1 336)	(1 648)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires	**(617)**	(586)	(552)
Distributions versées aux participations sans contrôle	**(72)**	(74)	(87)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	**(495)**	416	179
Dette à long terme émise	**2 107**	799	1 090
Remboursement de la dette à long terme	**(729)**	(1 113)	(1 005)
Dette à long terme émise par des coentreprises	**56**	38	217
Remboursement de la dette à long terme des coentreprises	**(70)**	(80)	(112)
Actions ordinaires émises (note 14)	**39**	44	32
Parts de sociétés en commandite émises par des coentreprises	**–**	–	88
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	**219**	(556)	(150)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	**9**	11	(87)
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	**187**	21	(153)
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	**212**	191	344
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	**399**	212	191

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

TRANSCANADA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	**399**	212
Débiteurs	**1 004**	796
Stocks	**392**	281
Autres	**297**	277
	2 092	1 566
Placements à long terme (note 6)	**71**	400
Immobilisations corporelles (note 3)	**21 487**	20 038
Écart d'acquisition	**281**	57
Autres éléments d'actif (note 4)	**1 978**	2 052
	25 909	24 113
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 17)	**467**	962
Créditeurs	**1 500**	1 494
Intérêts courus	**264**	222
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 8)	**616**	393
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an (note 9)	**142**	41
	2 989	3 112
Montants reportés (note 10)	**1 029**	1 196
Impôts futurs (note 16)	**876**	703
Dette à long terme (note 8)	**10 887**	9 640
Dette à long terme des coentreprises (note 9)	**1 136**	937
Titres privilégiés (note 12)	**536**	536
	17 453	16 124
Participations sans contrôle (note 13)	**755**	783
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 14)	**4 794**	4 755
Surplus d'apport	**273**	272
Bénéfices non répartis	**2 724**	2 269
Écart de conversion (note 15)	**(90)**	(90)
	7 701	7 206
Engagements, éventualités et garanties (note 21)		
Événements postérieurs (note 23)		
	25 909	24 113

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 CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Solde au début de l'exercice	**2 269**	1 655	1 185
Bénéfice net	**1 079**	1 209	1 032
Dividendes sur les actions ordinaires	**(624)**	(595)	(562)
	2 724	2 269	1 655

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

TRANSCANADA CORPORATION
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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

Pipelines
Le secteur des pipelines possède et exploite les 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 (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 (North Baja);
- des réseaux de transport de gaz naturel en Alberta, appartenant à TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP), qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta et un complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta;
- un réseau de gazoducs au Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi (Tamazunchale);
- une participation de 61,7 % dans le réseau de Portland Natural Gas Transmission (Portland), qui détient un pipeline prenant son origine près d'East Hereford au Québec et qui permet de livrer du gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis;
- une participation de 50 % dans TQM Services Limited Partnership (TQM), qui possède un réseau de gazoducs qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui achemine du gaz naturel au Québec, de Montréal à Québec, ainsi que jusqu'au réseau de Portland.

L'entreprise de pipelines détient par ailleurs les placements de la société dans d'autres gazoducs situés principalement en Amérique du Nord. Les participations notables que détient TransCanada dans d'autres pipelines comprennent notamment :

- une participation de 50 % dans Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes), dont le réseau de gazoducs est raccordé au réseau principal au Canada et qui alimente les marchés du centre du Canada, de l'est des États-Unis et du Midwest américain;
- une participation de 44,5 % dans Iroquois Gas Transmission System, L.P. (Iroquois), dont le gazoduc se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York et qui alimente des clients du Nord-Est des États-Unis.

En outre, l'entreprise de pipelines recherche et aménage de nouveaux gazoducs et oléoducs en Amérique du Nord.

TransCanada consolide sa participation de commandité de 13,4 % (au 31 décembre 2006) dans TC PipeLines, LP (PipeLines LP), qui détient les placements suivants :

- une participation de 50 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border), qui possède un réseau de pipelines pour l'acheminement du gaz naturel au Midwest américain depuis un point près de Monchy, en Saskatchewan; TransCanada prévoit commencer à exploiter, en avril 2007, le réseau de Northern Border, dans lequel elle détient une participation réelle de 6,7 %;
- une participation, détenue ou contrôlée, de 99 % dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora), qui est propriétaire d'un réseau de pipelines pour l'acheminement du gaz naturel depuis Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada; TransCanada est devenue l'exploitant de Tuscarora en décembre 2006. TransCanada détient ou contrôle effectivement une participation de 14,3 % dans Tuscarora, y compris une participation de 1 % détenue directement par TransCanada.

Énergie
Le secteur de l'énergie construit, possède et exploite des centrales électriques et vend l'électricité. Cette entreprise détient également les placements de la société dans d'autres centrales électriques et installations de stockage de gaz naturel ainsi que la participation de la société dans des projets de regazéifaction du gaz naturel liquéfié (GNL) en Amérique du Nord. Cette entreprise exerce les activités suivantes au Canada et aux États-Unis :

TransCanada possède et exploite :

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

TransCanada possède, mais n'exploite pas :

- une participation de 48,7 % et une participation de 31,6 % respectivement dans les centrales nucléaires de Bruce Power A L.P. (Bruce A) et de Bruce Power L.P. (Bruce B) (collectivement, Bruce Power), situées près du lac Huron, en Ontario;
- une participation de 60 % dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta), qui détient une installation de stockage de gaz naturel souterraine près de Crossfield, en Alberta;
- une participation de 62 % dans l'un (Baie-des-Sables) de six parcs éoliens en Gaspésie, au Québec (Cartier énergie éolienne).

TransCanada détient des conventions d'achat d'électricité (CAE) à long terme 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.

TransCanada procède actuellement à la construction :

- des installations dans le cadre de la deuxième phase du projet en six phases, au Québec, de Cartier énergie éolienne, société détenue à 62 % par TransCanada;
- d'une centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel située au centre-ville de Toronto, en Ontario, détenue à 50 % par TransCanada (Portlands Energy);
- d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près de Toronto, en Ontario (Halton Hills).

NOTE 1 CONVENTIONS COMPTABLES

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

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 ont été faites et formulées avec 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 Corporation et les comptes de ses filiales, et ils englobent sa quote-part des comptes des coentreprises. TransCanada 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, Foothills et Trans Québec & Maritimes (TQM) relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ), tandis que le réseau de l'Alberta est assujetti à la réglementation de l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta. Le réseau de Gas Transmission Northwest, North Baja et les autres gazoducs aux États-Unis sont assujettis 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 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 TransCanada est présentée à la note 11.

Constatation des produits

Pipelines

Au sein du secteur des pipelines, les produits des établissements canadiens à tarifs réglementés sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ 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 assujettis à la réglementation sont constatés lorsque le produit a été livré ou lorsque les services ont été fournis.

Énergie

i) Électricité

La majorité des produits de l'entreprise d'électricité découlent de la vente d'électricité dans le cadre des activités de commercialisation de l'énergie, et 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 ils tiennent compte de l'incidence des contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés, qui comprennent des swaps financiers, des contrats à terme et des options.

ii) Stockage de gaz naturel
La majorité des produits tirés du stockage de gaz naturel découlent de la vente de services de stockage, et ils sont constatés conformément aux modalités des contrats de stockage de gaz naturel. Les produits tirés de la vente du gaz en stock sont constatés durant le mois de la livraison. Ces produits tiennent compte de l'incidence des contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés, qui comprennent des swaps financiers, des contrats à terme et des options.

Gains de dilution
Les gains de dilution résultant de la vente de parts par les sociétés de personnes dans lesquelles TransCanada 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

Pipelines
Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire. Les 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.

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

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

Acquisitions et écart d'acquisition
La société comptabilise les acquisitions d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont constatés à leurs justes valeurs estimatives à la date d'acquisition. L'excédent du prix d'achat sur la juste valeur de l'actif net acquis est attribué à l'écart d'acquisition. L'écart d'acquisition n'est pas amorti aux fins comptables, mais il l'est aux fins fiscales. L'écart d'acquisition est réévalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. À l'heure actuelle, l'écart d'acquisition se rapporte entièrement à l'exploitation du secteur des pipelines.

Conventions d'achat d'électricité
Les CAE sont des contrats à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les paiements initiaux pour les CAE acquises sont reportés et amortis sur la durée des contrats, qui varie de 10 à 19 ans. Certaines CAE aux termes desquelles TransCanada 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 aux termes des contrats de location-exploitation.

Options sur actions
Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires de la société. La durée contractuelle des options attribuées après 2002 est de sept ans et celle des options attribuées avant 2003 est de dix ans. Les options peuvent être levées au prix fixé au moment de leur attribution, et elles deviennent acquises à raison de 33,3 % à chacune des trois dates d'anniversaire d'attribution subséquentes. La société constate la charge de rémunération sur la période d'acquisition, soit trois ans. Cette charge est imputée aux résultats des secteurs des pipelines et de l'énergie.

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. Ainsi qu'il est permis selon les PCGR du Canada, 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. Pour le reste de ses activités, la société applique la méthode du report d'impôts variable. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés pour tenir compte 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 recouvrés, 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 actifs et les passifs sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, et les postes inclus dans les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les gains ou les 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 sont comptabilisés à leur juste valeur à la date de chaque bilan. Les instruments dérivés et autres instruments doivent être désignés comme tels et être efficaces pour être admissibles à la comptabilité de couverture. 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 sur la dette libellée en monnaie étrangère désignée sont imputés aux gains ou aux pertes de change découlant de la conversion des états financiers des établissements étrangers compris dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres. L'efficacité des instruments dérivés faisant l'objet de la comptabilité de couverture est évaluée au moment de leur entrée en vigueur et régulièrement par la suite. 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. 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 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 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 alors 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 Foothills est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture sont reportés.

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 est désactualisé à la fin de chaque exercice au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

Aucun montant n'est constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement aux actifs de l'entreprise de transport de gaz naturel assujettie 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 pipelines 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.

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.

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 estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé. Les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les rajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, sont amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne et de portée générale, aux termes desquels les employés admissibles peuvent recevoir des unités qui sont payables au comptant. Avant que ne soit déterminé le montant des primes, les employés ont l'option d'affecter une partie ou la totalité du paiement à l'achat d'actions aux termes du régime d'épargne-actions de TransCanada. 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 INFORMATIONS SECTORIELLES

Le 1er juin 2006, TransCanada a révisé la composition et la désignation de ses secteurs d'exploitation isolables, qui sont désormais les pipelines et l'énergie. L'information financière sur ces secteurs a été modifiée pour tenir compte de la structure d'organisation interne de la société. Le secteur des pipelines comprend principalement les pipelines de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Le secteur de l'énergie regroupe l'exploitation de centrales électriques, l'entreprise de stockage de gaz naturel et les projets de GNL de la société au Canada et aux États-Unis. Les informations sectorielles ont été retraitées rétroactivement pour tenir compte des modifications des secteurs d'exploitation isolables. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice consolidé. Ils ont cependant donné lieu à des augmentations du bénéfice net du secteur de l'énergie de 5 millions de dollars en 2005 et de 2 millions de dollars en 2004, et à des diminutions correspondantes du bénéfice net du secteur des pipelines pour les exercices visés.

BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)[1]

Exercice terminé le 31 décembre 2006 (en millions de dollars)	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 990	3 530	–	7 520
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 380)	(1 024)	(7)	(2 411)
Achats de produits de base revendus	–	(1 707)	–	(1 707)
Amortissement	(927)	(131)	(1)	(1 059)
	1 683	668	(8)	2 343
Charges financières et participations sans contrôle	(767)	–	(136)	(903)
Charges financières des coentreprises	(69)	(23)	–	(92)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	33	–	–	33
Intérêts créditeurs et autres produits	67	5	51	123
Gain à la vente d'actifs	23	–	–	23
Impôts sur les bénéfices	(410)	(198)	132	(476)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	560	452	39	1 051
Bénéfice net découlant des activités abandonnées				28
Bénéfice net				1 079

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

Produits	3 993	2 131	–	6 124
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 226)	(595)	(4)	(1 825)
Achats de produits de base revendus	–	(1 232)	–	(1 232)
Amortissement	(932)	(85)	–	(1 017)
	1 835	219	(4)	2 050
Charges financières et participations sans contrôle	(788)	(2)	(130)	(920)
Charges financières des coentreprises	(57)	(9)	–	(66)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	79	168	–	247
Intérêts créditeurs et autres produits	25	5	33	63
Gains à la vente d'actifs	82	363	–	445
Impôts sur les bénéfices	(497)	(178)	65	(610)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	679	566	(36)	1 209
Bénéfice net découlant des activités abandonnées				–
Bénéfice net				1 209

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

Produits	3 854	1 643	–	5 497
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 161)	(451)	(3)	(1 615)
Achats de produits de base revendus	–	(940)	–	(940)
Amortissement	(871)	(77)	–	(948)
	1 822	175	(3)	1 994
Charges financières et participations sans contrôle	(848)	(9)	(79)	(936)
Charges financières des coentreprises	(59)	(4)	–	(63)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	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	(429)	(105)	43	(491)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	584	398	(2)	980
Bénéfice net découlant des activités abandonnées				52
Bénéfice net				1 032

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

TOTAL DE L'ACTIF

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Pipelines	**18 320**	17 872
Énergie	**6 500**	5 303
Siège social	**1 089**	938
	25 909	24 113

RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Produits[1]			
Canada – marché intérieur	**4 956**	3 499	3 214
Canada – exportations	**972**	1 160	1 261
États-Unis et autres	**1 592**	1 465	1 022
	7 520	6 124	5 497

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Immobilisations corporelles		
Canada	**16 204**	15 647
États-Unis	**5 109**	4 306
Mexique	**174**	85
	21 487	20 038

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Pipelines	**560**	244	221
Énergie	**976**	506	305
Siège social	**36**	4	4
	1 572	754	530

NOTE 3 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2006 Coût	2006 Amortissement cumulé	2006 Valeur comptable nette	2005 Coût	2005 Amortissement cumulé	2005 Valeur comptable nette
Pipelines						
Réseau principal au Canada						
Pipelines	**8 850**	**3 911**	**4 939**	8 701	3 665	5 036
Postes de compression	**3 343**	**1 181**	**2 162**	3 341	1 066	2 275
Postes de comptage et autres	**346**	**136**	**210**	359	134	225
	12 539	**5 228**	**7 311**	12 401	4 865	7 536
En construction	**23**	**–**	**23**	15	–	15
	12 562	**5 228**	**7 334**	12 416	4 865	7 551
Réseau de l'Alberta						
Pipelines	**5 120**	**2 352**	**2 768**	5 020	2 203	2 817
Postes de compression	**1 510**	**760**	**750**	1 493	676	817
Postes de comptage et autres	**806**	**271**	**535**	799	247	552
	7 436	**3 383**	**4 053**	7 312	3 126	4 186
En construction	**98**	**–**	**98**	25	–	25
	7 534	**3 383**	**4 151**	7 337	3 126	4 211
GTN[1]						
Pipelines	**1 386**	**111**	**1 275**	1 381	60	1 321
Postes de compression	**512**	**32**	**480**	507	15	492
Postes de comptage et autres	**89**	**–**	**89**	90	–	90
	1 987	**143**	**1 844**	1 978	75	1 903
En construction	**17**	**–**	**17**	18	–	18
	2 004	**143**	**1 861**	1 996	75	1 921
Foothills						
Pipelines	**815**	**405**	**410**	815	377	438
Postes de compression	**377**	**141**	**236**	377	128	249
Postes de comptage et autres	**72**	**35**	**37**	71	31	40
	1 264	**581**	**683**	1 263	536	727
Coentreprises et autres						
Great Lakes	**1 187**	**600**	**587**	1 181	566	615
Northern Border[2]	**1 451**	**585**	**866**	–	–	–
Autres[3]	**2 274**	**615**	**1 659**	2 064	522	1 542
	4 912	**1 800**	**3 112**	3 245	1 088	2 157
	28 276	**11 135**	**17 141**	26 257	9 690	16 567
Énergie[4]						
Centrales nucléaires[5]	**1 349**	**214**	**1 135**	1 265	143	1 122
Centrales alimentées au gaz naturel	**1 636**	**383**	**1 253**	1 121	347	774
Centrales hydroélectriques	**592**	**21**	**571**	598	9	589
Stockage de gaz naturel	**344**	**22**	**322**	45	20	25
Autres	**284**	**72**	**212**	117	55	62
	4 205	**712**	**3 493**	3 146	574	2 572
En construction	**809**	**–**	**809**	872	–	872
	5 014	**712**	**4 302**	4 018	574	3 444
Siège social	**65**	**21**	**44**	73	46	27
	33 355	**11 868**	**21 487**	30 348	10 310	20 038

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

(2) En avril 2006, PipeLines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TransCanada a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement son placement dans Northern Border. Au 31 décembre 2006, la participation réelle de la société, déduction faite des participations sans contrôle, est de 6,7 % (4,0 % en 2005), en raison de la participation de 13,4 % de la société dans PipeLines LP.

(3) Comprend des installations en construction de 4 millions de dollars (85 millions de dollars en 2005).

(4) Certaines installations de production d'électricité sont comptabilisées en tant qu'actifs aux termes de contrats de location-exploitation. Au 31 décembre 2006, la valeur comptable nette de ces installations était de 81 millions de dollars (87 millions de dollars en 2005). En 2006, des

produits de 13 millions de dollars (23 millions de dollars en 2005) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

(5) Comprend les actifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition liés à Bruce Power.

NOTE 4 AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
CAE[1]	**767**	825
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux	**268**	304
Contrats d'instruments dérivés	**171**	169
Reports d'instruments de couverture	**142**	209
Actifs réglementaires	**152**	118
Prêts et avances[2]	**121**	91
Frais d'émission de titres de créance	**77**	72
Coûts d'élaboration de projets reportés[3]	**70**	25
Autres	**210**	239
	1 978	2 052

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

	2006			2005		
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**Coût**	**Amortissement cumulé**	**Valeur comptable nette**	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE	**915**	**148**	**767**	915	90	825

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 58 millions de dollars (24 millions de dollars en 2005; 24 millions de dollars en 2004). La dotation aux amortissements prévue pour chacun des cinq prochains exercices est d'environ : 58 millions de dollars en 2007; 58 millions de dollars en 2008; 58 millions de dollars en 2009, 58 millions de dollars en 2010 et 57 millions de dollars en 2011.

(2) Le solde au 31 décembre 2006 comprend un prêt de 118 millions de dollars (87 millions de dollars en 2005) consenti à l'Aboriginal Pipeline Group (APG) afin de financer l'APG pour sa part de un tiers des coûts d'élaboration du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. La capacité de recouvrer ce placement dépend toujours de la réussite du projet.

(3) Le solde au 31 décembre 2006 comprend des montants de 39 millions de dollars (6 millions de dollars en 2005) et de 31 millions de dollars (19 millions de dollars en 2005) se rapportant respectivement au projet d'oléoduc de Keystone et au projet de GNL de Broadwater.

NOTE 5 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

		Quote-part de TransCanada				
		Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Actif net Aux 31 décembre	
(en millions de dollars)	Pourcentage de participation[1]	**2006**	2005	2004	**2006**	2005
Pipelines						
Great Lakes	50,0 %	**69**	73	86	**370**	375
Iroquois	44,5 %[2]	**25**	29	28	**194**	190
TQM	50,0 %	**11**	13	13	**75**	73
Northern Border	6,7 %[3]	**47**	–	–	**634**	–
Autres	Divers[4]	**11**	15	12	**26**	67
Énergie						
Bruce A	48,7 %[5]	**75**	19	–	**916**	563
Bruce B	31,6 %[5]	**140**	5	–	**425**	434
ASTC Power Partnership	50,0 %[6]	**–**	–	–	**82**	88
S.E.C. Électricité	[7]	**–**	25	32	**–**	–
CrossAlta	60,0 %	**64**	31	20	**36**	30
Portlands Energy	50,0 %[8]	**–**	–	–	**90**	–
Cartier énergie éolienne	62,0 %[9]	**2**	–		**172**	
		444	210	191	**3 020**	1 820

(1) Toutes les participations sont au 31 décembre 2006. Les modifications attribuables à l'acquisition d'ANR le 22 février 2007 sont commentées à la note 23 « Événements postérieurs ».

(2) En juin 2005, la société a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,5 % dans Iroquois.

(3) En avril 2006, PipeLines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TransCanada a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border. Au 31 décembre 2006, la participation réelle de la société, déduction faite des participations sans contrôle, est de 6,7 % (4,0 % en 2005), en raison de la participation de 13,4 % de la société dans PipeLines LP.

(4) En décembre 2006, PipeLines LP a acheté une participation de commandité supplémentaire de 49 % dans Tuscarora. Par suite de cette opération, PipeLines LP possède ou contrôle 99 % de Tuscarora. PipeLines LP a commencé à consolider son placement dans Tuscarora dès la date de cette nouvelle acquisition. Au 31 décembre 2006, la société détient ou contrôle effectivement une participation globale de 14,3 % (7,6 % en 2005) dans Tuscarora, dont 13,3 % sont détenus indirectement par l'entremise de la participation de 13,4 % de TransCanada dans PipeLines LP. TransCanada détient directement le reste de la participation dans Tuscarora, soit 1 %.

(5) TransCanada a fait l'acquisition d'une participation de 47,4 % dans Bruce A le 31 octobre 2005. En 2006, la société a haussé sa participation dans Bruce A pour la porter à 48,7 % (47,9 % au 31 décembre 2005), du fait que certains associés n'ont pas participé aux apports de capitaux dans Bruce A. La société consolide proportionnellement et prospectivement ses placements dans Bruce A et dans Bruce B depuis le 31 octobre 2005.

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

(7) En avril 2004, la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité (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.

(8) Portlands Energy est une société en commandite issue d'un partenariat entre Ontario Power Generation et TransCanada. Chacune des parties y détient une participation de 50 %.

(9) TransCanada consolide proportionnellement 62 % des actifs, passifs, produits et charges dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne. Le parc de Baie-des-Sables est entré en exploitation en novembre 2006.

Information financière sommaire sur les coentreprises

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Bénéfice			
Produits	**1 379**	687	572
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	**(689)**	(328)	(240)
Amortissement	**(162)**	(93)	(90)
Charges financières et autres	**(84)**	(56)	(51)
Quote-part du bénéfice avant les impôts sur les bénéfices des coentreprises	**444**	210	191

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Flux de trésorerie			
Activités d'exploitation	**645**	346	270
Activités d'investissement	**(641)**	(133)	(287)
Activités de financement[1]	**(31)**	(152)	35
Incidence de la variation des taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	**9**	(1)	(5)
Quote-part (de la diminution) de l'augmentation de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	**(18)**	60	13

(1) Les activités de financement comprennent des sorties de fonds résultant des distributions de 470 millions de dollars (201 millions de dollars en 2005; 158 millions de dollars en 2004) versées à TransCanada et des rentrées de fonds résultant des apports de capitaux de 452 millions de dollars (92 millions de dollars en 2005 et néant en 2004) versés par TransCanada.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Bilans		
Encaisse et placements à court terme	**127**	123
Autres actifs à court terme	**304**	281
Immobilisations corporelles	**4 110**	2 707
Autres actifs (montants reportés) (montant net)	**78**	(45)
Passif à court terme	**(443)**	(291)
Dette à long terme	**(1 136)**	(937)
Impôts futurs	**(20)**	(18)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	**3 020**	1 820

NOTE 6 PLACEMENTS À LONG TERME

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation	Quote-part de TransCanada: Distributions à partir des 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	
		2006	2005	2004	**2006**	2005	2004	**2006**	2005
Pipelines									
Northern Border	[1]	**13**	76	79	**13**	61	65	**–**	315
TransGas	46,5 %[2]	**7**	6	8	**11**	11	11	**66**	62
Autres	Divers	**4**	10	13	**9**	7	7	**5**	23
Énergie									
Bruce B	31,6 %[3]	**–**	84	–	**–**	168	130	**–**	–
		24	176	100	**33**	247	213	**71**	400

[1] En avril 2006, PipeLines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border, ce qui porte sa participation de commandité totale à 50 %. Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TransCanada a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border.

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

[3] La société a consolidé proportionnellement et prospectivement sa participation de 31,6 % dans Bruce B à partir du 31 octobre 2005.

NOTE 7 ACQUISITIONS ET CESSIONS

Acquisitions

Pipelines

Tuscarora

En décembre 2006, PipeLines LP a acheté une participation de commandité supplémentaire de 49 % avec contrôle dans Tuscarora au prix de 100 millions de dollars US, sous réserve des rajustements de clôture, avec l'option d'acheter le reste de la participation de 1 % dans Tuscarora détenue par Sierra Pacific Resources dans un an environ. En outre, la société a indirectement pris en charge une dette de 37 millions de dollars US. Le prix d'achat a été ventilé comme suit : 79 millions de dollars US ont été affectés à l'écart d'acquisition, 37 millions de dollars US, à la dette à long terme et le reste, principalement aux immobilisations corporelles. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion et une position concurrentielle plus solide.

Par suite de cette opération, PipeLines LP possède ou contrôle 99 % de Tuscarora. La participation réelle de TransCanada dans Tuscarora au 31 décembre 2006, déduction faite des participations sans contrôle, était de 14,3 % en raison de la participation de 13,4 % de la société dans PipeLines LP et du reste, de la participation, soit 1 %, qu'elle détient directement. PipeLines LP a commencé à consolider son placement dans Tuscarora dès la date d'acquisition. Dans le cadre de cette opération, TransCanada est devenue l'exploitant de Tuscarora en décembre 2006.

Pipeline Northern Border

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

Cette opération a haussé la participation de commandité de PipeLines LP dans Northern Border pour la porter à 50 %. Au 31 décembre 2006, la participation réelle de TransCanada, déduction faite des participations sans contrôle, était de 6,7 % en raison de la participation de 13,4 % de la société dans PipeLines LP. PipeLines LP a consolidé proportionnellement son placement de 50 % dans Northern Border dès la date d'acquisition. Dans le cadre de cette opération, TransCanada devrait devenir l'exploitant de Northern Border en avril 2007.

Énergie

CAE de Sheerness

En date du 31 décembre 2005, TransCanada 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 CAE échoit en décembre 2021.

Bruce Power

En octobre 2005, dans le cadre d'une entente prévoyant la remise en exploitation des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, TransCanada a fait l'acquisition d'une participation dans une société de personnes nouvellement créée, Bruce A, qui sous-loue les réacteurs, du premier au quatrième, de Bruce A auprès de Bruce B (le sous-bail de Bruce A) et elle a acheté d'autres actifs connexes. TransCanada a engagé des fonds d'un montant net de 100 millions de dollars à la suite de cette opération. Dans le cadre de la restructuration, Bruce A et Bruce B sont devenues des entités contrôlées conjointement et TransCanada a commencé à consolider son placement dans Bruce A et dans Bruce B proportionnellement et prospectivement le

31 octobre 2005. Au 31 décembre 2006, la société détenait des participations de 48,7 % et de 31,6 % respectivement dans Bruce A et dans Bruce B.

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

Cessions

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	**23**	–	–
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
	23	445	204

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

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

S.E.C. Électricité
En août 2005, TransCanada 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 du secteur de l'énergie, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 52 millions de dollars, y compris une charge de 79 millions de dollars au titre des impôts exigibles. La 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, une participation de 100 % dans le 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, TransCanada a vendu à S.E.C. Électricité les centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 539 millions de dollars (403 millions de dollars US), plus les rajustements de clôture de 17 millions de dollars (13 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 du secteur de l'énergie, et la société a inscrit une charge fiscale de 10 millions de dollars.

À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 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 TransCanada au 30 juin 2017. Étant donné que TransCanada 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 TransCanada dans S.E.C. Électricité ont donné lieu à un gain de 172 millions de dollars.

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

PipeLines LP
En mars et en avril 2005, TransCanada 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 du secteur des pipelines, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 33 millions de dollars, y compris une charge de 51 millions de dollars au titre des impôts exigibles. À la suite de ces opérations, TransCanada détenait 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 8 DETTE À LONG TERME

	Dates de remboursement	2006 Encours au 31 décembre[1]	2006 Taux d'intérêt moyen pondéré[2]	2005 Encours au 31 décembre[1]	2005 Taux d'intérêt moyen pondéré[2]
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres sterling (25£ en 2006 et 2005)	2007	**57**	**16,5 %**	50	16,5 %
Débentures					
En dollars CA	2008 à 2020	**1 355**	**10,9 %**	1 355	10,9 %
En dollars US (600 $ US en 2006 et 2005)	2012 à 2021	**699**	**9,5 %**	700	9,5 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2007 à 2031	**3 848**	**6,0 %**	3 228	6,4 %
En dollars US (2 223 $ US en 2006; 1 841 $ US en 2005)	2009 à 2036	**2 590**	**5,8 %**	2 146	5,8 %
Débentures subordonnées					
En dollars US (57 $ US en 2005)		**–**		66	9,1 %
		8 549		7 545	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2007 à 2024	**564**	**11,6 %**	585	11,6 %
En dollars US (375 $ US en 2006 et 2005)	2012 à 2023	**437**	**8,2 %**	437	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2007 à 2030	**609**	**7,1 %**	665	7,2 %
En dollars US (33 $ US en 2006 et 2005)	2026	**38**	**7,5 %**	38	7,5 %
		1 648		1 725	
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Débentures et billets non garantis					
En dollars US (400 $ US en 2006 et 2005)	2010 à 2035	**466**	**5,3 %**	466	5,3 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (397 $ US en 2006; 14 $ US en 2005)	2007	**463**	**5,4 %**	16	5,6 %
RÉSEAU DE PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (226 $ US en 2006; 241 $ US en 2005)	2018	**263**	**5,9 %**	281	5,9 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (74 $ US en 2006)	2010 à 2012	**86**	**7,2 %**		
AUTRES					
Billets garantis					
En dollars US (24 $ US en 2006)	2011	**28**	**7,3 %**		
		11 503		10 033	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		**616**		393	
		10 887		9 640	

(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 : billets à moyen terme en dollars US de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) – 5,8 % (5,9 % en 2005) et débentures subordonnées en dollars US de TCPL – 9,0 % en 2005.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société s'établissent approximativement comme suit : 616 millions de dollars en 2007; 549 millions de dollars en 2008; 847 millions de dollars en 2009, 653 millions de dollars en 2010 et 883 millions de dollars en 2011.

Prospectus préalables visant l'émission de titres de créance

En date du 31 décembre 2006, la société pouvait émettre des débentures-billets à moyen terme d'un montant de 500 millions de dollars aux termes d'un prospectus préalable au Canada, et elle pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 500 millions de dollars US aux termes d'un prospectus préalable aux États-Unis. Aux termes du prospectus préalable au Canada, la société a émis, en janvier 2006, des billets à moyen terme comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,3 % d'une valeur de 300 millions de dollars et, en octobre 2006, elle a émis des billets à moyen terme comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,65 % d'une valeur de 400 millions de dollars. En mars 2006, la société a émis des billets de premier rang non garantis comportant une échéance de 30 ans et un taux d'intérêt de 5,85 % pour une valeur de 500 millions de dollars US aux termes du prospectus préalable aux États-Unis. Les prospectus préalables visant l'émission de titres de créance sont tous arrivés à échéance en janvier 2007.

PipeLines LP

En avril 2006, PipeLines LP a prélevé 307 millions de dollars US sur sa facilité de crédit non garantie pour financer la tranche au comptant du prix d'achat de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border. En décembre 2006, cette facilité de crédit a été intégralement remboursée et remplacée par une convention de prêt à terme et de crédit renouvelable consortiale de 410 millions de dollars US, aux termes de laquelle un montant de 397 millions de dollars US avait été prélevé au 31 décembre 2006. Les emprunts aux termes de la convention de prêt à terme et de crédit porteront intérêt au taux interbancaire offert à Londres majoré de la marge applicable.

Obligations de première hypothèque sur le pipeline

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

Débentures

Les débentures émises par Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL), totalisant 225 millions de dollars, sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, aux dates de remboursement précisées, le remboursement d'un maximum de 8 % du montant en capital alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2006.

Billets à moyen terme

Le 15 février 2007, la société a racheté des billets à moyen terme à 6,05 % d'un montant de 275 millions de dollars.

Les billets à moyen terme émis par NGTL, 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 %.

Charges financières

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Intérêts sur la dette à long terme	**846**	849	864
Intérêts sur la dette à court terme	**23**	23	7
Intérêts capitalisés	**(60)**	(24)	(11)
Amortissement et autres charges financières	**16**	(12)	(2)
	825	836	858

La société a effectué des paiements d'intérêt de 771 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (838 millions de dollars en 2005; 864 millions de dollars en 2004).

NOTE 9 DETTE À LONG TERME DES COENTREPRISES

		2006		2005	
	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]
Great Lakes					
Billets de premier rang non garantis (225 $ US en 2006 – 230 $ US en 2005)	2011 à 2030	**262**	**7,8 %**	268	7,9 %
Bruce Power					
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	2018	**250**	**7,5 %**	254	7,5 %
Iroquois					
Billets de premier rang non garantis (165 $ US en 2006 et 2005)	2010 à 2027	**192**	**7,5 %**	192	7,5 %
Emprunt bancaire (15 $ US en 2006; 25 $ US en 2005)	2008	**17**	**6,2 %**	29	4,3 %
TQM					
Obligations	2009 à 2010	**138**	**6,0 %**	138	6,0 %
Emprunt à terme	2010	**32**	**4,4 %**	29	3,5 %
Northern Border					
Billets de premier rang non garantis (316 $ US en 2006)	2007 à 2021	**368**	**6,9 %**	–	–
Autres	2007 à 2012	**19**	**3,8 %**	68	6,1 %
		1 278		978	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises		**142**		41	
		1 136		937	

(1) Les montants indiqués dans l'encours représentent la quote-part de TransCanada et ils 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 2006, en raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : emprunt bancaire d'Iroquois – 6,9 % (5,4 % en 2005).

La dette à long terme des coentreprises ne peut donner lieu à aucun recours contre TransCanada, mais TransCanada a fourni certaines garanties proportionnelles relativement aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power. La garantie fournie relativement à la dette de chaque coentreprise se limite aux droits et aux actifs de la coentreprise et ne s'applique pas aux droits et aux actifs de TransCanada, 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 : 134 millions de dollars en 2007; 17 millions de dollars en 2008; 192 millions de dollars en 2009, 246 millions de dollars en 2010 et 21 millions de dollars en 2011.

En ce qui a trait aux paiements de capital, du fait des obligations au titre des contrats de location-acquision de Bruce Power, la quote-part de la société s'établit à environ : 8 millions de dollars en 2007; 9 millions de dollars en 2008; 11 millions de dollars en 2009, 13 millions de dollars en 2010 et 15 millions de dollars en 2011.

Charges financières des coentreprises

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2006	2005	2004
Intérêts sur la dette à long terme	**67**	60	59
Intérêts sur les obligations au titre de contrats de location-acquisition	**19**	3	–
Intérêts sur la dette à court terme et autres charges financières	**3**	1	2
Reports et amortissement	**3**	2	2
	92	66	63

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'établit à 73 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (62 millions de dollars en 2005; 58 millions de dollars en 2004).

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 20 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (3 millions de dollars en 2005; néant en 2004).

Sous réserve du respect de certaines exigences, les contrats de location-acquisition de Bruce Power prévoient des renouvellements à compter du 1er janvier 2019. Le premier renouvellement est pour une période de un an et chacun des renouvellements subséquents, soit du deuxième au treizième, est pour une période de deux ans.

NOTE 10 MONTANTS REPORTÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Passifs réglementaires	**386**	597
Contrats d'instruments dérivés	**254**	212
Reports associés à des activités de couverture	**84**	72
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux	**195**	168
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	**45**	33
Produits reportés	**32**	42
Autres	**33**	72
	1 029	1 196

NOTE 11 ENTREPRISES RÉGLEMENTÉES

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

Établissements réglementés au Canada

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

Les tarifs demandés par TransCanada pour les gazoducs réglementés détenus en totalité ou en partie au Canada sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande de modification tarifaire auprès de l'organisme de réglementation. 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 TransCanada 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, Foothills et 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 mars 2006, TransCanada et les expéditeurs utilisant son réseau principal au Canada ont négocié un règlement au sujet de tous les éléments de la tarification de 2006 pour le réseau principal au Canada (règlement de 2006). L'ONÉ a approuvé le règlement de 2006 en avril 2006. Aux termes du règlement de 2006, le coût du capital lié aux besoins en produits du réseau principal au Canada en 2006 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 du capital 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 1er janvier 2004. 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 approuvée par l'ONÉ lors de l'instance RH-2-94 sur le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinières.

Le règlement de 2006 fixe les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour 2006 et les écarts entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration négociés et les coûts réels pour 2006 ont été à la charge de TransCanada. Toutes les autres variations des composantes des coûts et des produits ont été comptabilisées sur la base du recouvrement intégral des coûts. Le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires permis en 2006 était de 8,88 %.

Réseau de l'Alberta
Le réseau de l'Alberta est exploité aux termes du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de 2005-2007. Ce règlement, approuvé par l'EUB en juin 2005, regroupe tous les éléments des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2005, 2006 et 2007 et 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 de base annuel de l'avoir des actionnaires ordinaires définie dans la décision 2004-052 de l'EUB sur les coûts du 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 2006 était de 8,93 %.

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, 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 8,88 % en 2006. Pour 2006, le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires compris dans la structure du capital pour chaque gazoduc était établi à 36 % pour le réseau de la Colombie-Britannique et Foothills et à 30 % pour TQM.

Établissements réglementés aux États-Unis
Les gazoducs détenus en totalité ou en partie par TransCanada aux États-Unis 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 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 stipulés par la FERC pour divers types de services 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 tarifaire de la FERC en 1994. Le règlement tarifaire de 1994, qui déterminait les tarifs en vigueur jusqu'en décembre 2006, a été approuvé par la FERC en 1996. En juin 2006, Gas Transmission Northwest Corporation a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de la *Natural Gas Act* de 1938. Les nouveaux tarifs pour le réseau de Gas Transmission Northwest sont entrés en vigueur le 1er janvier 2007, sous réserve d'un remboursement lorsque les tarifs définitifs auront été approuvés par la FERC. L'audience au sujet du dossier tarifaire devant la FERC devrait commencer en octobre 2007. Les tarifs relatifs à la capacité de North Baja ont été établis en 2002 dans le décret initial de la FERC en homologuant la construction et l'exploitation.

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 1er avril 2008.

Northern Border
Ainsi que le stipulent les dispositions de son dernier dossier tarifaire, Northern Border a déposé le 1er novembre 2005 un dossier tarifaire auprès de la FERC. En décembre 2005, la FERC a rendu une ordonnance acceptant la tarification proposée, mais elle a sursis à leur entrée en vigueur jusqu'au 1er mai 2006. Depuis cette date, les nouveaux tarifs ont été perçus, sous réserve d'un remboursement. Le règlement a été conclu entre Northern Border Pipeline et ses clients, avec l'appui du personnel du tribunal de la FERC. La FERC a approuvé le règlement de Northern Border en novembre 2006.

Actifs et passifs réglementaires

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Pertes non matérialisées sur instruments dérivés – réseau principal au Canada[1]	**44**	43	1 - 4
Pertes non matérialisées sur instruments dérivés – réseau de la Colombie-Britannique[1]	**33**	33	7
Réserve à l'égard du change – réseau de l'Alberta[2]	**33**	32	23
Dépenses préliminaires de la phase II – Foothills[3]	**20**	23	9
Obligations transitoires au titre des autres régimes d'avantages sociaux – réseau principal au Canada[4]	**9**	10	10
Autres	**32**	28	s.o.
Total des actifs réglementaires (autres actifs)	**171**	169	
Passifs réglementaires			
Passif réglementaire au titre de l'exploitation et du service de la dette[5]	**70**	273	1
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau principal au Canada[6]	**195**	202	1 - 41
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau de l'Alberta[6]	**60**	59	6 - 23
Effet des variations de change sur la dette à long terme – réseau de la Colombie-Britannique[6]	**19**	20	7
Avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite – réseau de Gas Transmission Northwest[7]	**19**	17	s.o.
Autres	**23**	26	s.o.
Total des passifs réglementaires (montants reportés)	**386**	597	

(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 de taux d'intérêt 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 pour la canalisation principale approuvé par l'ONÉ dans le cadre du règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et les produits visant la période allant de 1996 à 1999. Les économies ou les pertes relativement aux intérêts sont déterminées au moment où les swaps sont réglés. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR du Canada exigent que ces pertes à la juste valeur soient incluses dans les résultats d'exploitation du réseau principal au Canada, car elles n'ont pas été documentées en tant que couvertures aux fins comptables. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts de la canalisation principale au Canada en 2006 auraient été de 1 million de dollars inférieurs (8 millions de dollars inférieurs en 2005). Depuis le 1er janvier 2006, le swap de devises visant le réseau de la Colombie-Britannique a été désigné comme tel et est efficace pour être admissible à la comptabilité de couverture. L'actif réglementaire visant le réseau de la Colombie-Britannique représente les pertes non matérialisées pour la période durant laquelle l'instrument dérivé n'était pas efficace depuis son entrée en vigueur jusqu'au 31 décembre 2005. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été les mêmes (2 millions de dollars inférieurs en 2005) 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. Le gain estimatif (la perte estimative) sur la dette libellée en monnaie étrangère est amorti sur la durée résiduelle de l'émission de titres de créance libellés en dollars US dont l'échéance est la plus éloignée. La détermination des droits pour l'exercice tient compte de la dotation aux amortissements annuelle.

(3) Les dépenses préliminaires de la phase II représentent les coûts engagés par Foothills avant 1981 pour l'aménagement au Canada d'installations servant à assurer la livraison de gaz naturel de l'Alaska, dont l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période allant du 1er novembre 2002 au 31 décembre 2015. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, ces coûts doivent être passés en charges pendant l'exercice durant lequel ils sont engagés selon les PCGR, ce qui aurait fait augmenter de 3 millions de dollars les résultats d'exploitation de 2006 avant les impôts (augmentation de 2 millions de dollars en 2005).

(4) 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 1er 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. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 1 million de dollars supérieurs (supérieurs de 1 million de dollars en 2005).

(5) 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. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent que ces variations soient incluses dans les résultats d'exploitation de l'exercice durant lequel les variations ont eu lieu. Les résultats d'exploitation avant les impôts en 2006 et en 2005 correspondent au chiffre qui aurait été inscrit sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs.

(6) 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 recouvrés ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent que ces gains ou pertes non matérialisés soient inclus au bilan ou à l'état des résultats selon que le titre de créance en monnaie étrangère est désigné ou non en tant que couverture du placement net de la société dans des actifs étrangers.

(7) 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. Ce passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les tarifs et le montant des avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite passé en charges conformément aux PCGR. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent que ce montant soit inclus dans les résultats d'exploitation, et les résultats d'exploitation de 2006 avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs à ceux déclarés (supérieurs de 1 million de dollars en 2005).

Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode des impôts exigibles est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel au Canada. Tel qu'il est permis par les PCGR, cette méthode est également utilisée 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 recouvrés par le truchement des tarifs futurs. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent la constatation de passifs d'impôts futurs. Si la méthode du report d'impôts variable avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 355 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2006 (1 619 millions de dollars en 2005), montant qui pourrait être recouvré au moyen des produits futurs. Durant le deuxième trimestre de 2006, la réduction des taux fédéral et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada a fait baisser de 182 millions de dollars ce passif d'impôts futurs non constaté. Dans le cas des établissements de transport de gaz aux États-Unis, la méthode du report d'impôts variable est utilisée aux fins comptables et aux fins de la tarification; selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés en fonction des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur 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 variable. Par conséquent, aucun actif ni aucun passif réglementaire connexe n'est constaté.

NOTE 12 TITRES PRIVILÉGIÉS

Les titres privilégiés 8,25 % de TCPL, d'un montant de 460 millions de dollars US (536 millions de dollars en 2006 et 2005), sont remboursables à leur valeur nominale par l'émetteur en tout temps. L'émetteur peut choisir de reporter le paiement des intérêts sur les titres privilégiés et de régler les intérêts reportés au comptant ou en actions ordinaires.

NOTE 13 PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les bilans consolidés s'établissent comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Actions privilégiées d'une filiale	**389**	389
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	**287**	318
Autres	**79**	76
	755	783

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les états consolidés des résultats s'établissent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	**22**	22	22
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	**43**	52	46
Autres	**13**	10	10
	78	84	78

Actions privilégiées d'une filiale

Aux 31 décembre	Nombre d'actions	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	**2006**	2005
	(en milliers)			(en millions de dollars)	(en millions de dollars)
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif d'une filiale					
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 de TCPL pouvant être émises en séries est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

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

Participation sans contrôle dans PipeLines LP et dans d'autres entités

Au 31 décembre 2006, la participation sans contrôle dans PipeLines LP représente la participation de 86,6 % détenue par les commanditaires dans la société en commandite. Les autres participations sans contrôle comprennent la participation sans contrôle de 38,3 % détenue dans Portland par un associé non relié. TransCanada a tiré des produits de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2005; 1 million de dollars en 2004) et de 6 millions de dollars (6 millions de dollars en 2005; 4 millions de dollars en 2004) pour des services qu'elle a fournis respectivement à PipeLines LP et à Portland durant l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

NOTE 14 ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars)
En circulation au 1er janvier 2004	483 200	4 679
Levée d'options	1 714	32
En circulation au 31 décembre 2004	484 914	4 711
Levée d'options	2 322	44
En circulation au 31 décembre 2005	487 236	4 755
Levée d'options	**1 739**	**39**
En circulation au 31 décembre 2006	**488 975**	**4 794**

Actions ordinaires émises et en circulation

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

Bénéfice net par action

Le bénéfice de base par action et le bénéfice dilué par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant l'exercice, soit respectivement 488,0 millions d'actions et 490,6 millions d'actions (486,2 millions d'actions et 489,1 millions d'actions en 2005; 484,1 millions d'actions et 486,7 millions d'actions en 2004). La hausse du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action s'explique par les options pouvant être levées aux termes du régime d'options sur actions de TransCanada.

Options sur actions

	Nombre d'options	Prix de levée moyen pondéré	Options pouvant être levées
	(en milliers		(en milliers)
En cours au 1er janvier 2004	10 355	19,73 $	7 588
Octroyées	1 331	26,85 $	
Levées	(1 714)	18,42 $	
Annulées ou échues	(7)	24,25 $	
En cours au 31 décembre 2004	9 965	20,90 $	7 239
Octroyées	1 075	30,21 $	
Levées	(2 322)	18,57 $	
Annulées ou échues	(4)	25,34 $	
En cours au 31 décembre 2005	8 714	22,67 $	6 300
Octroyées	**1 841**	**34,48 $**	
Levées	**(1 739)**	**21,44 $**	
Annulées ou échues	**(17)**	**30,98 $**	
En cours au 31 décembre 2006	**8 799**	**25,37 $**	**5 888**

Le tableau ci-dessous résume l'information sur les options sur actions en cours au 31 décembre 2006.

	Options en cours			Options pouvant être levées	
Fourchette des prix de levée	Nombre d'options	Moyenne pondérée de la durée contractuelle restante	Prix de levée moyen pondéré	Nombre d'options	Prix de levée moyen pondéré
	(en milliers)	(en annees)		(en milliers)	
10,03 $ à 20,27 $	1 321	3,9	16,09 $	1 321	16,09 $
20,58 $ à 21,86 $	1 703	4,6	21,15 $	1 703	21,15 $
22,33 $ à 24,49 $	1 349	3,0	22,75 $	1 349	22,75 $
24,61 $ à 26,85 $	1 590	3,9	26,33 $	1 169	26,14 $
30,09 $ à 33,08 $	1 647	5,7	31,25 $	339	30,09 $
35,23 $ à 36,67 $	1 189	6,2	35,25 $	7	36,67 $
	8 799	4,6	25,37 $	5 888	21,91 $

Au 31 décembre 2006, 2 millions d'actions ordinaires supplémentaires étaient réservées pour émission future conformément au régime d'options sur actions de TransCanada. En 2006, TransCanada a émis 1 841 000 options sur actions ordinaires à un prix moyen de 34,48 $ conformément à son régime d'options sur actions; la juste valeur moyenne pondérée de chaque option avait été établie à 3,53 $. La société utilise le modèle de Black et Scholes pour déterminer la juste valeur des options octroyées en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes : quatre ans (quatre ans en 2005 et 2004) pour la durée prévue, 4,1 % (4,0 % en 2005; 3,3 % en 2004) pour le taux d'intérêt, 14 % (15 % en 2005; 18 % en 2004) pour la volatilité et 3,7 % (3,3 % en 2005; 4,3 % en 2004) pour le taux de rendement des actions. Le montant passé en charges pour les options sur actions, ainsi que l'augmentation correspondante du surplus d'apport pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, est de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2005; 3 millions de dollars en 2004).

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de la société est conçu pour encourager le traitement équitable des actionnaires advenant que la société soit visée par une offre publique d'achat. Dans certaines circonstances, chaque action ordinaire confère un droit qui permet à certains porteurs d'acquérir des actions ordinaires de la société à un prix correspondant à 50 % de leur cours à ce moment-là.

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

En janvier 2007, le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % à l'intention des participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (RDA) de la société. Ce régime permet aux actionnaires admissibles de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. Par le passé, les actions achetées par le truchement du RDA étaient achetées par TransCanada sur le marché libre et fournies aux participants au RDA au prix coûtant. À partir du dividende payable en avril 2007, les actions du RDA seront offertes aux participants à un escompte de 2 % sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. La société se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

NOTE 15 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 étrangers. 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. Le recours aux instruments dérivés est assujetti à l'ensemble des politiques et procédés administratifs de la société en matière de gestion des risques.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de taux 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 2006 et 2005, 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.

		2006		2005	
Actif (passif)			**Montant nominal de référence ou en capital**		Montant nominal de référence ou en capital
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**Juste valeur**		Juste valeur	
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2007 et 2013)	Éléments de couverture	**58**	**400 US**	119	450 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2007)	Éléments de couverture	**(7)**	**390 US**	5	525 US
Options sur dollars US (échéant en 2007)	Éléments de couverture	**(6)**	**500 US**	–	60 US

Rapprochement de l'écart de conversion

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Solde aux 1er janvier (perte)	**(90)**	(71)
Gains (pertes) à la conversion d'actifs nets libellés en monnaie étrangère[(1)]	**8**	(21)
Pertes (gains) sur les instruments dérivés	**(9)**	23
Impôts sur les bénéfices	**1**	(21)
Solde aux 31 décembre (perte)	**(90)**	(90)

(1) Le chiffre de 2006 comprend des gains de 6 millions de dollars (80 millions de dollars en 2005) liés aux titres de créance libellés en devises et désignés comme des instruments de couverture.

Gestion du change et des taux d'intérêt

La société gère les risques de taux de change et de taux d'intérêt associés à la dette et aux opérations libellées en dollars US ainsi que les risques de taux d'intérêt associés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta et au réseau de la Colombie-Britannique en ayant recours à des instruments dérivés portant sur les devises 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 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.

		2006		2005	
Actif (passif)		**Juste**	**Montant nominal de référence ou**	Juste	Montant nominal de référence ou
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**valeur**	**en capital**	valeur	en capital
Devises					
Swaps de devises et de taux d'intérêt					
(échéant en 2013)	Éléments de couverture	**(32)**	**136/100 US**	–	–
(échéant entre 2010 et 2012)	Éléments autres que de couverture	**(52)**	**227/157 US**	(86)	363/257 US
		(84)		(86)	
Taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant en 2007 ou 2008)	Éléments de couverture	**2**	**100**	4	100
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	**5**	**300**	7	374
		7		11	
En dollars US					
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	**4**	**100 US**	5	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 portant sur les devises et sur les taux d'intérêt. Le détail au sujet de ces instruments dérivés est présenté dans le tableau ci-dessous.

		2006		2005	
Actif (passif)		**Juste**	**Montant nominal de référence ou**	Juste	Montant nominal de référence ou
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**valeur**	**en capital**	valeur	en capital
Devises					
Options (échéant en 2007)	Éléments autres que de couverture	**–**	**95 US**	1	195 US
Contrats de change à terme					
	Éléments de couverture	**–**	**–**	2	29 US
(échéant en 2007)	Éléments autres que de couverture	**(3)**	**250 US**	1	208 US
		(3)		4	
Taux d'intérêt					
Options (échéant en 2007)	Éléments autres que de couverture	**–**	**50 US**	–	–
(échéant entre 2007 et 2011)	Éléments de couverture	**–**	**150**	1	100
(échéant entre 2009 et 2011)	Éléments autres que de couverture	**–**	**164**	1	423
		–		2	
En dollars US					
(échéant entre 2011 et 2017)	Éléments de couverture	**(2)**	**350 US**	–	50 US
(échéant entre 2007 et 2016)	Éléments autres que de couverture	**9**	**450 US**	18	550 US
		7		18	

Les gains de change compris dans le poste Autres charges (produits) de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'établissent à 4 millions de dollars (19 millions de dollars en 2005; 6 millions de dollars en 2004).

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 aux 31 décembre 2006 et 2005 est de néant.

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour les besoins de la gestion générale 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 pour les écarts ainsi que pour les swaps, les options, les contrats à terme et les contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après.

Énergie

Actif (passif)

		2006	2005
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	**Juste valeur**	Juste valeur
Électricité – swaps et contrats sur écarts			
(échéant entre 2007 et 2011)	Éléments de couverture	**(179)**	(130)
(échéant entre 2007 et 2010)	Éléments autres que de couverture	**(7)**	13
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2007 et 2016)	Éléments de couverture	**(66)**	17
(échéant en 2007 ou 2008)	Éléments autres que de couverture	**30**	(11)
Contrats de rendement thermique	Éléments autres que de couverture	**–**	–

Volumes de référence

		Électricité (GWh)[1]		**Gaz (Gpi³)[1]**	
Au 31 décembre 2006	**Traitement comptable**	**Achats**	**Ventes**	**Achats**	**Ventes**
Électricité – swaps et contrats sur écarts					
(échéant entre 2007 et 2011)	**Éléments de couverture**	**6 654**	**12 349**	**–**	**–**
(échéant entre 2007 et 2010)	**Éléments autres que de couverture**	**1 402**	**964**	**–**	**–**
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
(échéant entre 2007 et 2016)	**Éléments de couverture**	**–**	**–**	**77**	**59**
(échéant en 2007 ou 2008)	**Éléments autres que de couverture**	**–**	**–**	**11**	**15**
Contrats de rendement thermique	**Éléments autres que de couverture**	**–**	**9**	**–**	**–**
Au 31 décembre 2005					
Électricité – swaps et contrats sur écarts	Éléments de couverture	2 566	7 780	–	–
	Éléments autres que de couverture	1 332	456	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	–	–	91	69
	Éléments autres que de couverture	–	–	15	18
Contrats de rendement thermique	Éléments autres que de couverture	–	35	–	–

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

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 de la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité en vigueur au 31 décembre 2006 était de 55 millions de dollars ((38) millions de dollars en 2005) et elle se rapporte à des contrats portant sur la période allant de 2007 à 2010. La quote-part de la société des volumes de référence des ventes d'électricité associée à ce risque s'établissait à 4 500 GWh au 31 décembre 2006 (2 058 GWh en 2005).

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 établie au moyen des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

	2006		2005	
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**Valeur comptable**	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme				
TransCanada PipeLines Limited	**8 549**	**9 738**	7 545	9 071
NOVA Gas Transmission Ltd.	**1 648**	**2 111**	1 725	2 267
Gas Transmission Northwest Corporation	**466**	**450**	466	470
Réseau de Portland Natural Gas Transmission	**263**	**265**	281	292
TC PipeLines, LP	**463**	**463**	16	16
Tuscarora Gas Transmission Company	**86**	**94**		
Autres	**28**	**28**		
Dette à long terme des coentreprises	**1 278**	**1 295**	978	1 101
Titres privilégiés	**536**	**532**	536	554

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 sur 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 garantie, des accords de compensation cadre ainsi que des limites de l'exposition au risque de crédit. Au 31 décembre 2006, 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 38 millions de dollars et à 11 millions de dollars. Au 31 décembre 2006, 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'élève respectivement à 21 millions de dollars et à 11 millions de dollars.

NOTE 16 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Provision pour les impôts sur les bénéfices

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Exigibles			
Canada	**264**	499	373
Pays étrangers	**37**	51	41
	301	550	414
Futurs			
Canada	**104**	(46)	34
Pays étrangers	**71**	106	43
	175	60	77
	476	610	491

Répartition géographique du bénéfice

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Canada	**1 161**	1 316	1 207
Pays étrangers	**444**	587	342
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	**1 605**	1 903	1 549

Rapprochement de la charge fiscale

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	**1 605**	1 903	1 549
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	**32,5 %**	33,6 %	33,9 %
Charge fiscale prévue	**522**	639	525
Différence d'impôts sur les bénéfices liée aux activités réglementées	**72**	71	62
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs	**–**	2	2
Réductions des taux d'imposition[1]	**(33)**	–	–
Impôt des grandes sociétés	**–**	15	21
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	**(27)**	(29)	(25)
Tranche non imposable des gains à la vente d'actifs	**–**	(68)	(66)
Variation de la provision pour moins-value	**–**	–	(7)
Autres[2]	**(58)**	(20)	(21)
Charge fiscale effective	**476**	610	491

(1) Au deuxième trimestre de 2006, TransCanada a constaté des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars découlant de réductions des taux fédéral et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada décrétées durant ce trimestre.

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

Actifs et passifs d'impôts futurs

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005
Charges reportées	**65**	129
Autres avantages postérieurs à la retraite	**45**	39
Produits reportés	**6**	11
Autres	**47**	50
	163	229
Moins : provision pour moins-value	**14**	14
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	**149**	215
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	**768**	637
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	**113**	131
Prestations de retraite	**59**	58
Gains de change non matérialisés sur la dette à long terme	**39**	68
Autres	**46**	24
Passifs d'impôts futurs	**1 025**	918
Montant net des passifs d'impôts futurs	**876**	703

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur les bénéfices. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient été supérieurs d'environ 72 millions de dollars au 31 décembre 2006 (61 millions de dollars en 2005).

Versements d'impôts sur les bénéfices

La société a effectué des versements d'impôts sur les bénéfices de 494 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (531 millions de dollars en 2005; 419 millions de dollars en 2004).

NOTE 17 BILLETS À PAYER

	2006		2005	
	Encours au 31 décembre	**Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre**	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
	(en millions de dollars)		(en millions de dollars)	
En dollars CA	**467**	**4,3 %**	765	3,4 %
En dollars US (néant en 2006; 169 $ US en 2005)	**–**	**–**	197	4,5 %
	467		962	

Les billets à payer regroupent le papier commercial et les montants prélevés sur les marges de crédit. Au 31 décembre 2006, la société disposait de facilités de crédit totalisant 2,1 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 prorogée chaque année. En décembre 2006, la facilité a été prorogée jusqu'en décembre 2011. Le reste des montants représente des facilités remboursables sur demande ou qui ne peuvent être prorogées.

Au 31 décembre 2006, la société avait affecté environ 190 millions de dollars du total de ses marges de crédit à des lettres de crédit et à l'appui de ses ententes commerciales. L'intérêt sur les sommes prélevées est calculé 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 marges de crédit pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se sont élevés à 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2005).

NOTE 18 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2006, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors services d'immobilisations à l'égard des activités non réglementées du secteur des pipelines s'élèvent à 39 millions de dollars (39 millions de dollars en 2005), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation variant de 2 % à 3 % par année. La juste valeur estimative de ce passif s'établit à 9 millions de dollars (4 millions de dollars en 2005) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2006, le calendrier prévu pour le paiement en règlement des obligations s'étend sur 23 ans.

Au 31 décembre 2006, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de l'entreprise d'énergie se chiffrent à 162 millions de dollars (114 millions de dollars en 2005), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation variant de 2 % à 3 % par année. La juste valeur estimative de ce passif s'établit à 36 millions de dollars (29 millions de dollars en 2005) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2006, le calendrier prévu pour le paiement en règlement des obligations s'étend sur 11 à 33 ans.

Rapprochement des obligations liées à la mise hors service des immobilisations

(en millions de dollars)	Pipelines	Énergie	Total
Solde au 1er janvier 2004	1	8	9
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	4	26	30
Suppression des obligations de rachat de S.E.C. Électricité	–	(5)	(5)
Charge de désactualisation	–	2	2
Solde au 31 décembre 2004	5	31	36
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	(1)	1	–
Vente de S.E.C. Électricité	–	(5)	(5)
Charge de désactualisation	–	2	2
Solde au 31 décembre 2005	4	29	33
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	4	6	10
Charge de désactualisation	1	1	2
Solde au 31 décembre 2006	**9**	**36**	**45**

NOTE 19 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre des régimes PD qui couvrent la presque totalité de ses employés. Les régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. Les prestations sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation (IPC). Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ 11 ans.

La société offre également à ses employés des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'espérance de vie des anciens employés, durée qui est d'environ 13 ans au 31 décembre 2006.

En 2006, la société a passé en charges un montant de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2005; 1 million de dollars en 2004) 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 104 millions de dollars en 2006 (74 millions de dollars en 2005).

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 1er janvier 2007, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1er janvier 2008.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
(en millions de dollars)	**2006**	2005	**2006**	2005
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	**1 282**	1 100	**148**	123
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**39**	32	**3**	3
Intérêts débiteurs	**65**	63	**8**	7
Cotisations des employés	**3**	3	**–**	–
Prestations versées	**(64)**	(60)	**(7)**	(6)
Perte actuarielle (gain actuariel)	**53**	149	**(2)**	21
Variations du taux de change	**–**	(3)	**–**	–
Modification des régimes	**–**	–	**(18)**	–
Compression	**–**	(2)	**–**	–
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	**1 378**	1 282	**132**	148
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	**1 096**	970	**27**	26
Rendement réel des actifs des régimes	**134**	119	**6**	2
Cotisations de l'employeur	**95**	67	**7**	5
Cotisations des employés	**3**	3	**–**	–
Prestations versées	**(64)**	(60)	**(7)**	(6)
Variations du taux de change	**–**	(3)	**–**	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	**1 264**	1 096	**33**	27
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(114)**	(186)	**(99)**	(121)
Perte actuarielle nette non amortie	**291**	331	**39**	45
Coûts non amortis au titre des services passés	**32**	36	**(12)**	8
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	**209**	181	**(72)**	(68)

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

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
(en millions de dollars)	**2006**	2005	**2006**	2005
Autres actifs	**230**	268	**5**	4
Créditeurs	**–**	(70)	**–**	(7)
Montants reportés	**(21)**	(17)	**(77)**	(65)
Total	**209**	181	**(72)**	(68)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnées aux 31 décembre.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
(en millions de dollars)	**2006**	2005	**2006**	2005
Obligation au titre des prestations	**(1 359)**	(1 263)	**(102)**	(124)
Juste valeur des actifs des régimes	**1 243**	1 075	**–**	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(116)**	(188)	**(102)**	(124)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2007, la société prévoit que ses cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 44 millions de dollars, alors que ses cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 5 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues.

(en millions de dollars)	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux
2007	59	7
2008	62	7
2009	65	8
2010	68	8
2011	71	8
Période de 2012 à 2016	406	42

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	
	2006	2005	**2006**	2005
Taux d'actualisation	**5,00 %**	5,00 %	**5,20 %**	5,15 %
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		
	2006	2005	2004	**2006**	2005	2004
Taux d'actualisation	**5,00 %**	5,75 %	6,00 %	**5,15 %**	6,00 %	6,25 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	**6,90 %**	6,90 %	6,90 %	**7,75 %**	7,20 %	
Taux de croissance de la rémunération	**3,50 %**	3,50 %	3,50 %			

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des attentes futures sur le niveau et la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu des prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 9 % pour 2007. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % 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 :

(en millions de dollars)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	4	(3)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	8	(7)

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2006	2005	2004	**2006**	2005	2004
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**39**	32	28	**3**	3	3
Intérêts débiteurs	**65**	63	58	**8**	7	7
Rendement réel des actifs des régimes	**(134)**	(119)	(97)	**(6)**	(2)	(1)
Perte actuarielle (gain actuariel)	**53**	149	46	**(2)**	21	(12)
Modification des régimes	**–**	–	–	**(18)**	–	–
Élément 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	**23**	125	35	**(15)**	29	(3)
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	**63**	54	39	**4**	–	1
Différence entre la perte actuarielle constatée et la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	**(27)**	(131)	(32)	**4**	(20)	13
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	**4**	3	3	**19**	1	–
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	**–**	–	–	**2**	2	2
Coût net des prestations constaté	**63**	51	45	**14**	12	13

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 :

	Pourcentage des actifs des régimes		**Ventilation ciblée**
Catégorie d'actifs	**2006**	2005	**2006**
Titres de créance	**40 %**	43 %	**35 % à 60 %**
Titres de participation	**60 %**	57 %	**40 % à 65 %**
	100 %	100 %	

Les titres de créance comprennent la dette de la société d'un montant de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) et de 3 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2006 et 2005. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 6 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) et de 5 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2006 et 2005.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

Avantages sociaux futurs des coentreprises

Outre ces régimes, certaines coentreprises de la société offrent à leurs employés des régimes PD ainsi que d'autres avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, notamment des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les obligations aux termes de ces régimes ne peuvent donner lieu à aucun recours contre TransCanada. Les montants ci-après représentent la quote-part de TransCanada 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 25 millions de dollars en 2006 (4 millions de dollars en 2005).

Au 31 décembre de chaque exercice, les coentreprises de la société évaluent, aux fins comptables, leurs obligations au titre des prestations ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. Les évaluations actuarielles des régimes de retraite les plus récentes aux fins de capitalisation ont eu lieu le 1er janvier 2007, et les prochaines évaluations requises auront lieu le 1er janvier 2008.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
(en millions de dollars)	**2006**	2005	**2006**	2005
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	**679**	45	**81**	2
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**24**	4	**7**	1
Intérêts débiteurs	**37**	7	**5**	1
Cotisations des employés	**5**	–	**–**	–
Prestations versées	**(15)**	(3)	**(2)**	–
Perte actuarielle	**77**	17	**72**	2
Variations du taux de change	**–**	(1)	**–**	–
Bruce B[1]	**–**	610	**–**	75
Modification des régimes	**–**	–	**6**	–
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	**807**	679	**169**	81
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur– au début de l'exercice	**585**	57	**–**	–
Rendement réel des actifs des régimes	**68**	18	**–**	–
Cotisations de l'employeur	**23**	4	**2**	–
Cotisations des employés	**5**	–	**–**	–
Prestations versées	**(15)**	(3)	**(2)**	–
Variations du taux de change	**–**	(1)	**–**	–
Bruce B[1]	**–**	510	**–**	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	**666**	585	**–**	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(141)**	(94)	**(169)**	(81)
Perte actuarielle nette non amortie (gain actuariel net non amorti)	**174**	125	**66**	(5)
Coûts non amortis au titre des services passés	**–**	1	**6**	–
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	**33**	32	**(97)**	(86)

[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 de la provision pour moins-value de néant, est présenté aux bilans de la société comme suit :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
(en millions de dollars)	**2006**	2005	**2006**	2005
Autres actifs	**33**	32	**–**	–
Montants reportés	**–**	–	**(97)**	(86)
Total	**33**	32	**(97)**	(86)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnées aux 31 décembre.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
(en millions de dollars)	**2006**	2005	**2006**	2005
Obligation au titre des prestations	**(773)**	(645)	**(169)**	(81)
Juste valeur des actifs des régimes	**609**	534	**–**	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(164)**	(111)	**(169)**	(81)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2007, les coentreprises de la société prévoient que leurs cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 33 millions de dollars, alors que leurs cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 3 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages sociaux
2007	13	3
2008	15	4
2009	19	4
2010	23	5
2011	27	6
Période de 2012 à 2016	194	40

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	
	2006	2005	**2006**	2005
Taux d'actualisation	**5,05 %**	5,30 %	**4,95 %**	5,15 %
Taux de croissance de la rémunération	**3,50 %**	3,50 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net pour les coentreprises de la société des régimes d'avantages sociaux au cours des exercices terminés les 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2006	2005	2004	**2006**	2005	2004
Taux d'actualisation	**5,25 %**	6,20 %	6,00 %	**5,15 %**	6,25 %	6,00 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	**7,30 %**	7,40 %	8,50 %			
Taux de croissance de la rémunération	**3,50 %**	3,50 %	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 :

(en millions de dollars)	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	24	(20)

La quote-part de la société du coût net des avantages sociaux de ses coentreprises se présente comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre *(en millions de dollars)*	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2006	2005	2004	**2006**	2005	2004
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**24**	4	1	**7**	1	–
Intérêts débiteurs	**37**	7	3	**5**	1	–
Rendement réel des actifs des régimes	**(68)**	(18)	(7)	**–**	–	–
Perte actuarielle	**77**	17	–	**72**	2	–
Modification des régimes	**–**	–	–	**6**	–	–
Élément 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	**70**	10	(3)	**90**	4	–
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	**26**	9	2	**–**	–	–
Différence entre la perte actuarielle constatée et la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	**(70)**	(16)	1	**(72)**	(3)	–
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	**–**	–	–	**(6)**	–	–
Coût net des prestations constaté à l'égard des coentreprises	**26**	3	–	**12**	1	–

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

	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
Catégorie d'actifs	**2006**	2005	**2006**
Titres de créance	**29 %**	30 %	**30 %**
Titres de participation	**71 %**	70 %	**70 %**
	100 %	100 %	

Les titres de créance comprennent la dette de la société d'un montant de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2006 et 2005. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 6 millions de dollars (1 % du total des actifs des régimes) et de 5 millions de dollars (0,9 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2006 et 2005.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

NOTE 20 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2006**	2005	2004
(Augmentation) diminution des débiteurs	**(188)**	(100)	16
Augmentation des stocks	**(108)**	(50)	–
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	**(6)**	(1)	24
(Diminution) augmention des créditeurs	**(42)**	97	(4)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	**41**	5	(7)
	(303)	(49)	29

NOTE 21 ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel et une installation de stockage de gaz naturel s'établissent approximativement comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Versements nets
2007	52	(13)	39
2008	54	(13)	41
2009	54	(12)	42
2010	53	(12)	41
2011	55	(12)	43
2012 et par la suite	731	(18)	713
Total	999	(80)	919

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2016. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement allant de trois à 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 25 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (17 millions de dollars en 2005; 7 millions de dollars en 2004).

Bruce Power
Le tableau ci-après fait état de la part de TransCanada dans les engagements de Bruce A envers des tiers fournisseurs pour les quatre prochains exercices pour la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs, la prolongation de la durée de vie du troisième réacteur en en remplaçant les chaudières à vapeur et les canaux de combustible au besoin et le remplacement des chaudières à vapeur du quatrième réacteur.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	
2007	450
2008	164
2009	71
2010	1
2011	–
	686

Outre ces engagements, la société devra engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,2 milliard de dollars pour les travaux de construction en vue de l'aménagement des installations de Halton Hills et de Portlands Energy ainsi que dans le cadre des projets à venir de Cartier énergie éolienne.

TransCanada a garanti l'exécution de toutes les obligations de PipeLines LP liées à d'acquisition d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes aux termes de la convention d'achat.

Aboriginal Pipeline Group
Le 18 juin 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'APG et TransCanada ont conclu un accord régissant le rôle de TransCanada dans le GVM. Le projet donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. Conformément à l'accord, TransCanada a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Ces coûts sont actuellement évalués à environ 145 millions de dollars à la fin de 2007.

Éventualités

En 2003, la Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations (CAPLA) et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario, une action contre la société 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. En novembre 2006, TransCanada et Enbridge Inc. ont obtenu un rejet de la cause, mais CAPLA en a appelé de la décision. La société continue de croire 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, sera traité par le truchement du processus de réglementation.

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

Garanties

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 s'étend de 2007 à 2018.

Dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005, 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. La durée des garanties s'étend de 2019 à 2036.

Au 31 décembre 2006, la quote-part de TransCanada du risque découlant des garanties de Bruce Power était évaluée à environ 586 millions de dollars, sur un maximum calculé de 658 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.

TransCanada 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 105 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 ne versaient pas leur apport. Tout paiement effectué par TransCanada 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 TransCanada. 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 2006, un montant de 24 millions de dollars US se trouvait toujours dans le compte de mise en main tierce, et ce montant

représentait la valeur nominale totale de l'obligation éventuelle conformément à certaines garanties de GTN. En février 2007, les fonds ont été libérés et une partie de ce montant a servi à régler l'obligation de GTN aux termes des garanties désignées.

NOTE 22 ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le bénéfice net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars (0,06 $ par action), ce qui reflète les règlements à la suite de demandes de réclamation soumises dans le cadre de faillites liées à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TransCanada s'est dessaisie en 2001 (néant en 2005; 52 millions de dollars en 2004, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 27 millions de dollars).

NOTE 23 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Acquisition d'ANR
Le 22 février 2007, TransCanada a réalisé l'acquisition d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) et l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes, auprès d'El Paso Corporation, au prix d'environ 3,4 milliards de dollars, sous réserve de certains rajustements de clôture, ce qui comprend la dette de 488 millions de dollars US prise en charge. Cette acquisition a été financée au moyen du produit de la récente émission de titres de participation de la société, de l'encaisse et de fonds prélevés sur les facilités de crédit existantes et nouvellement établies, ainsi qu'il est commenté ci-après.

En janvier 2007, TransCanada déposé un prospectus préalable simplifié définitif auprès des autorités de réglementation du commerce des valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis afin de permettre le placement, au Canada et aux États-Unis, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées ou de reçus de souscription à concurrence de 3,0 milliards de dollars jusqu'en février 2009. La nature, l'envergure et le calendrier de tout financement dépendront de l'évaluation que fera TransCanada de ses besoins en capitaux et de la conjoncture du marché.

Le 6 février 2007, TransCanada a conclu un accord avec un consortium de preneurs fermes aux termes duquel ces derniers ont acheté 39 470 000 reçus de souscription auprès de TransCanada, qu'ils ont vendu au public au prix de 38,00 $ chacun. Le placement a pris fin le 14 février 2007 et a donné lieu à un produit brut pour TransCanada d'environ 1,5 milliard de dollars, montant affecté au financement de l'acquisition d'ANR. TransCanada a octroyé aux preneurs fermes des reçus de souscription l'option d'acheter 5 920 500 actions ordinaires supplémentaires au prix de 38,00 $ l'action en tout temps jusqu'au 16 mars 2007 inclusivement. À la clôture de l'acquisition d'ANR, les reçus de souscription ont été échangés contre des actions ordinaires de TransCanada, à raison d'un reçu pour une action, sans que les porteurs n'aient à prendre d'autres mesures et sans contrepartie supplémentaire. Le 22 février 2007, la société avait 528,7 millions d'actions émises et en circulation.

En février 2007, la société a conclu, avec un consortium bancaire, un accord pour mettre en place un prêt-relais d'un an d'un montant de 2,2 milliards de dollars US. Aux termes de ces facilités de crédit, la société a affecté des montants de 1,5 milliard de dollars et de 700 millions de dollars US au financement de l'acquisition d'ANR, dont 1,5 milliard de dollars et 20 millions de dollars US ont été remboursés par la suite à même respectivement le produit du placement des reçus de souscription de 1,5 milliard de dollars et de l'encaisse.

En février 2007, par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, la société conclu un accord auprès d'un consortium bancaire prévoyant la mise en place une facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US composée d'un emprunt à terme comportant une échéance de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et reportable de 300 millions de dollars US comportant une échéance de cinq ans. Cette facilité est consentie et non garantie. La société a utilisé 1,0 milliard de dollars US et 100 millions de dollars US aux termes respectivement de cette facilité et d'une marge à demande existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR ainsi que les investissements supplémentaires dans PipeLines LP, ainsi qu'il est commenté ci-après.

Acquisition de Great Lakes
Le 22 février 2007, PipeLines LP a réalisé l'acquisition, auprès d'El Paso Corporation, d'une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 962 millions de dollars US, y compris la dette d'environ 212 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements de clôture. Au 31 décembre 2006, TransCanada détenait une participation de 13,4 % dans PipeLines LP.

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa convention de prêt à terme et de crédit renouvelable consortiale de 410 millions de dollars US pour la porter à 950 millions de dollars US. Les montants supplémentaires de 126 millions de dollars US prélevés aux termes de cette convention ont servi à financer l'acquisition de Great Lakes par PipeLines LP.

Le 22 février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 $ US la part, dont 50 % des parts ont été acquises par TransCanada en contrepartie de 300 millions de dollars US. TransCanada a par ailleurs investi environ 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. Par suite de ces investissements supplémentaires dans PipeLines LP, la participation de TransCanada dans PipeLines LP est passée à 32,1 %. Le placement privé total a donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP, qui a servi à financer en partie son acquisition de Great Lakes. L'accroissement de la participation de TransCanada dans PipeLines LP a fait augmenter sa participation réelle dans Tuscarora, Northern Border et Great Lakes pour la porter respectivement à 32,5 % (y compris la participation de 1 % détenue directement), 16,1 % et 68,5 %.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

INFORMATION ANNUELLE ET TRIMESTRIELLE SUR LES ACTIONS

Bourse de Toronto *(symbole boursier TRP)*	Premier	Deuxième	Troisième	Quatrième	Annuel
2006 (en dollars)					
Haut	**37,15**	**34,93**	**36,49**	**40,90**	**40,90**
Bas	**33,60**	**30,77**	**31,70**	**33,87**	**30,77**
Clôture	**33,67**	**31,85**	**35,15**	**40,61**	**40,61**
Volume (en millions d'actions)	**71,9**	**74,1**	**61,6**	**61,0**	**268,6**
2005 (en dollars)					
Haut	30,84	33,03	37,29	37,90	37,90
Bas	28,94	29,23	31,49	34,06	28,94
Clôture	29,82	32,24	35,50	36,65	36,65
Volume (en millions d'actions)	64,1	54,1	61,4	58,4	238,0
2004 (en dollars)					
Haut	29,72	29,40	28,60	30,35	30,35
Bas	26,45	25,70	25,37	26,98	25,37
Clôture	28,28	26,40	27,65	29,80	29,80
Volume (en millions d'actions)	90,4	70,1	62,8	56,8	280,1
Bourse de New York *(symbole boursier TRP)*					
2006 (en dollars US)					
Haut	**32,14**	**31,36**	**32,85**	**35,40**	**35,40**
Bas	**28,66**	**27,40**	**28,23**	**29,82**	**27,40**
Clôture	**28,93**	**28,68**	**31,44**	**34,95**	**34,95**
Volume (en millions d'actions)	**5,8**	**9,0**	**5,6**	**7,3**	**27,7**
2005 (en dollars US)					
Haut	25,49	26,85	31,61	32,41	32,41
Bas	23,66	23,36	25,84	28,81	23,36
Clôture	24,70	26,46	30,55	31,48	31,48
Volume (en millions d'actions)	4,9	3,9	14,7	8,1	31,6
2004 (en dollars US)					
Haut	22,38	22,39	22,30	24,91	24,91
Bas	19,70	18,75	19,40	21,80	18,75
Clôture	21,50	19,78	21,85	24,87	24,87
Volume (en millions d'actions)	12,3	9,9	5,5	5,3	33,0

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES SEPT DERNIERS EXERCICES

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2006**	2005	2004	2003	2002	2001	2000
États des résultats							
Produits	**7 520**	6 124	5 497	5 636	5 225	5 285	4 384
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	**1 051**	1 209	980	801	747	686	628
Bénéfice net (perte nette) par secteur							
Pipelines	**560**	679	584	625	639	572	613
Énergie	**452**	566	398	217	160	181	95
Siège social	**39**	(36)	(2)	(41)	(52)	(67)	(80)
Activités poursuivies	**1 051**	1 209	980	801	747	686	628
Activités abandonnées	**28**	–	52	50	–	(67)	61
Bénéfice net	**1 079**	1 209	1 032	851	747	619	689
États des flux de trésorerie							
Fonds provenant de l'exploitation	**2 378**	1 951	1 703	1 822	1 843	1 625	1 484
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	**(303)**	(49)	29	93	92	(487)	437
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	**2 075**	1 902	1 732	1 915	1 935	1 138	1 921
Dépenses en immobilisations et acquisitions	**(2 042)**	(2 071)	(2 046)	(965)	(851)	(1 082)	(1 144)
Cessions d'actifs	**23**	671	410	–	–	1 170	2 233
Dividendes sur les actions ordinaires	**(617)**	(586)	(552)	(510)	(466)	(418)	(423)
Bilans							
Actif							
Immobilisations corporelles							
Pipelines	**17 141**	16 528	17 306	16 064	16 158	16 562	16 937
Énergie	**4 302**	3 483	1 421	1 368	1 340	1 116	776
Siège social	**44**	27	37	50	64	66	111
Total de l'actif							
Activités poursuivies	**25 909**	24 113	22 415	20 876	20 416	20 255	20 238
Activités abandonnées	**–**	–	7	11	139	276	5 007
Total de l'actif	**25 909**	24 113	22 422	20 887	20 555	20 531	25 245
Structure du capital							
Dette à long terme	**10 887**	9 640	9 749	9 516	8 899	9 444	10 008
Dette à long terme des coentreprises	**1 136**	937	808	741	1 193	1 262	1 280
Titres privilégiés	**536**	536	554	598	944	950	1 208
Participations sans contrôle	**755**	783	700	713	677	675	646
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	**7 701**	7 206	6 565	6 091	5 747	5 426	5 211

	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Données par action ordinaire (en dollars)							
Bénéfice net – de base							
Activités poursuivies	**2,15 $**	2,49 $	2,02 $	1,66 $	1,56 $	1,44 $	1,32 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11	0,10	–	(0,14)	0,13
	2,21 $	2,49 $	2,13 $	1,76 $	1,56 $	1,30 $	1,45 $
Bénéfice net – dilué							
Activités poursuivies	**2,14 $**	2,47 $	2,01 $	1,66 $	1,55 $	1,44 $	1,32 $
Activités abandonnées	**0,06**	–	0,11	0,10	–	(0,14)	0,13
	2,20 $	2,47 $	2,12 $	1,76 $	1,55 $	1,30 $	1,45 $
Dividendes déclarés	**1,28 $**	1,22 $	1,16 $	1,08 $	1,00 $	0,90 $	0,80 $
Valeur comptable[1][6]	**15,75**	14,79	13,54	12,61	11,99	11,38	10,97
Cours							
Bourse de Toronto (en dollars CA)							
Haut	**40,90**	37,90	30,35	28,49	23,91	21,13	17,25
Bas	**30,77**	28,94	25,37	20,77	19,05	14,85	9,80
Clôture	**40,61**	36,65	29,80	27,88	22,92	19,87	17,20
Volume (en millions d'actions)	**268,6**	238,0	280,1	277,9	280,6	288,2	400,7
Bourse de New York (en dollars US)							
Haut	**35,40**	32,41	24,91	21,88	15,56	13,41	11,50
Bas	**27,40**	23,36	18,75	14,16	11,89	9,88	6,75
Clôture	**34,95**	31,48	24,87	21,51	14,51	12,51	11,50
Volume (en millions d'actions)	**27,7**	31,6	33,0	21,2	16,3	16,8	21,2
Actions en circulation (en millions)							
Moyenne de l'exercice	**488,0**	486,2	484,1	481,5	478,3	475,8	474,6
Fin de l'exercice	**489,0**	487,2	484,9	483,2	479,5	476,6	474,9
Porteurs d'actions ordinaires inscrits[1]	**35 522**	30 533	31 837	33 133	34 902	36 350	30 758
Ratios financiers							
Rendement de l'avoir moyen des actionnaires ordinaires[2]	**14,5 %**	17,6 %	16,3 %	14,4 %	13,4 %	11,6 %	13,6 %
Taux de rendement des actions[3]	**3,2 %**	3,3 %	3,9 %	3,9 %	4,4 %	4,5 %	4,7 %
Multiple cours/bénéfice[4][5]	**18,4**	14,7	14,0	15,8	14,7	15,3	11,9
Multiple cours/valeur comptable[4][6]	**2,6**	2,5	2,2	2,2	1,9	1,7	1,6
Ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres[7]	**59 %**	59 %	63 %	64 %	64 %	67 %	69 %
Rendement total pour les actionnaires[8]	**15 %**	28 %	11 %	27 %	21 %	21 %	48 %
Ratio du bénéfice sur les charges fixes[9]	**2,5**	2,9	2,5	2,3	2,3	2,1	1,9

(1) Aux 31 décembre.

(2) Le ratio du rendement de l'avoir moyen des actionnaires ordinaires est calculé en divisant le bénéfice net par l'avoir moyen des actionnaires ordinaires (c.-à-d. capitaux propres au début de l'exercice plus capitaux propres à la fin de l'exercice divisés par 2) pour chaque exercice.

(3) Le ratio du taux de rendement des actions est calculé en divisant les dividendes déclarés durant l'exercice par le cours de l'action au 31 décembre.

(4) Le cours de l'action renvoit au prix de l'action sur le marché tel qu'il est affiché à la Bourse de Toronto le 31 décembre.

(5) Le multiple cours/bénéfice est calculé en divisant le cours de l'action par le bénéfice net de base par action.

(6) Le multiple cours/valeur comptable est calculé en divisant le cours de l'action par la valeur comptable de l'action, calculée en divisant les capitaux propres par le nombre d'actions en circulation au 31 décembre.

(7) La dette comprend la dette à long terme totale plus les titres privilégiés au 31 décembre, mais elle exclut la dette sans droit de recours des coentreprises. Ce ratio comprend les capitaux propres au 31 décembre.

(8) Le rendement total pour les actionnaires correspond à la somme de la variation du cours de l'action majorée des dividendes reçus et de l'indice de réinvestissement des dividendes durant l'année civile, exprimé en tant que pourcentage de la valeur des actions à la fin de l'exercice précédent.

(9) 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.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

BOURSES, TITRES ET SYMBOLES

TransCanada Corporation
Les actions ordinaires sont inscrites à la cote des Bourses de Toronto et de New York, sous le symbole : TRP

TransCanada PipeLines Limited*
Les actions privilégiées sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous les symboles suivants :

Actions privilégiées de premier rang rachetables, à dividende cumulatif, série U : TCA.PR.X et série Y : TCA.PR.Y

Les titres privilégiés 8,25 % sont inscrits à la cote de la Bourse de New York, sous le symbole : TCAPr

Les obligations de première hypothèque sur le pipeline 16,50 %, échéant en 2007, sont inscrites à la cote de la Bourse de Londres

* TransCanada PipeLines Limited (TCPL) est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation.

Assemblée générale annuelle L'assemblée générale annuelle des actionnaires aura lieu le 27 avril 2007 à 10 h 00 (heure avancée des Rocheuses) au Roundup Centre, à Calgary, en Alberta.

Dates de versement de dividendes Les dates de versement de dividendes sur les actions ordinaires prévues pour 2007 sont les 31 janvier, 30 avril, 31 juillet et 31 octobre.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada (RDA) permet aux porteurs d'actions ordinaires de TransCanada et aux porteurs d'actions privilégiées de TCPL d'acheter des actions ordinaires supplémentaires en réinvestissant leurs dividendes au comptant sans payer de frais administratifs ni de courtage. Les participants au RDA peuvent aussi acheter des actions ordinaires supplémentaires jusqu'à concurrence de 10 000 $ (7 000 $ US) par trimestre. Pour obtenir des renseignements supplémentaires, prière de communiquer avec l'agent de notre RDA, Société de fiducie Computershare du Canada, ou consulter notre site Web à www.transcanada.com.

AGENT DES TRANSFERTS, AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES ET FIDUCIAIRE

Actions ordinaires de TransCanada Corporation Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver) et Computershare Trust Company (New York)

Actions privilégiées de TCPL Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver)

Titres privilégiés de TCPL The Bank of New York (New York)

Obligations de première hypothèque sur le pipeline de TCPL Compagnie Trust CIBC Mellon, à titre d'agent de la Compagnie Trust National (Toronto).

Agent conjointement chargé de la tenue des registres et domicile de paiement, série du R.-U. 16,50 % : Computershare Services PLC (Londres)

Débentures de TCPL

Séries canadiennes : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver)

11,10 % série N	10,50 % série O	10,50 % série P	10,625 % série Q	
11,85 % série R	11,90 % série S	11,80 % série U	9,80 % série V	9,45 % série W

Débentures des États-Unis : The Bank of New York (New York) 9,875 % et 8,625 %

Billets à moyen terme de TCPL au Canada Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver)

Billets à moyen terme (billets non subordonnés) et billets de premier rang de TCPL aux États-Unis The Bank of New York (New York)

Débentures de NGTL

Séries canadiennes : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver)

11,95 % série 13	11,70 % série 15	11,20 % série 18	12,625 % série 19
12,20 % série 20	12,20 % série 21	9,90 % série 23	

Débentures des États-Unis : U.S. Bank Trust National Association (New York) Séries 8,50 % et 7,875 %

Billets à moyen terme de NGTL au Canada Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver)

Billets à moyen terme de NGTL aux États-Unis U.S. Bank Trust National Association (New York)

SERVICES AUX ACTIONNAIRES

Les actionnaires inscrits qui ont des questions au sujet de leur compte sont priés de s'adresser à notre agent des transferts par écrit, par téléphone, par télécopieur ou par courriel :

Société de fiducie Computershare du Canada, 100 University Avenue, 9th floor, Toronto (Ontario) Canada M5J 2Y1

Sans frais : 1-800-340-5024
Téléphone : 1-514-982-7959
Télécopieur : 1-888-453-0330 (Amérique du Nord)
Télécopieur : 1-416-263-9394 (à l'extérieur de l'Amérique du Nord)

Courriel : transcanada@computershare.com

Les actionnaires dont les actions sont détenues dans un compte de courtage (propriétaires véritables) devraient adresser toute question d'ordre administratif à leur courtier.

Pour recevoir les rapports trimestriels, prière de communiquer avec Computershare ou de consulter notre site Web à l'adresse www.transcanada.com.

Vote électronique et transmission électronique de documents TransCanada est heureuse d'offrir aux propriétaires inscrits et aux propriétaires véritables la possibilité de recevoir leurs documents (rapport annuel, circulaire d'information de la direction, avis de convocation et formulaire de procuration en mode consultation seulement) et d'exercer leur droit de vote électroniquement.

En 2007, un arbre sera planté par eTree pour chaque actionnaire inscrit qui choisit de recevoir ses documents électroniquement. Pour un complément d'information et pour s'inscrire, les actionnaires sont invités à consulter www.etree.ca/transcanada.

Les actionnaires qui n'ont pas accès au courrier électronique ou qui préfèrent recevoir leurs documents par la poste peuvent opter de recevoir le rapport annuel de TransCanada par la poste. Chaque année, les actionnaires doivent renouveler cette option et recevront un avis à cette fin. Le rapport annuel est accessible sur le site Web de TransCanada à www.transcanada.com/investor/financial.html au même moment où il est posté aux actionnaires.

La transmission électronique des documents est plus pratique pour les actionnaires et plus respectueuse de l'environnement. En outre, elle réduit les frais de poste et d'impression pour la société.

TransCanada et les collectivités On peut obtenir un exemplaire du Bilan social de TransCanada à l'adresse www.transcanada.com. Pour obtenir un complément d'information, prière de s'adresser à :

Communications 450-1st Street SW, Calgary (Alberta) Canada T2P 5H1, 1-403-920-2000 ou 1-800-661-3805

Vous êtes invités à consulter notre site Web à www.transcanada.com pour obtenir des renseignements financiers ou découvrir d'autres aspects de l'exploitation de TransCanada, y compris les rapports trimestriels, les communiqués de presse, les téléconférences diffusées en temps réel sur le Web et les présentations à l'intention des investisseurs.

If you wish to obtain an English copy of this report, please visit our website or make your request in writing to TransCanada, Office of the Secretary.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Barry Jackson*
Président du conseil
TransCanada Corporation
Calgary (Alberta)

Harold N. Kvisle
Président et chef de la direction
TransCanada Corporation
Calgary (Alberta)

Kevin E. Benson(1)
Président et chef de la direction
Laidlaw International, Inc.
Wheaton (Illinois)

Derek H. Burney, O.C.(1)(2)
Conseiller stratégique principal
Ogilvy Renault S.E.N.C.R.L., s.r.l.
Ottawa (Ontario)

Wendy K. Dobson(2)(4)
Professeure, Rotman School
of Management et directrice,
Institute for International Business
Université de Toronto
Uxbridge (Ontario)

E. Linn Draper(3)(4)
Ancien président du conseil,
président et chef de la direction
American Electric Power Co., Inc.
Lampasas (Texas)

L'honorable Paule Gauthier, C.p., O.C., O.Q., c.r.(1)(3)
Associée principale
Desjardins Ducharme S.E.N.C.R.L.
Québec (Québec)

Kerry L. Hawkins(3)(4)
Président à la retraite
Cargill Limited
Winnipeg (Manitoba)

Paul L. Joskow(1)(2)
Professeur, Département d'économie
Massachusetts Institute of Technology
Brookline (Massachusetts)

John A. MacNaughton(1)(3)
Président du conseil
Canadian Trading and Quotation
System Inc.
Toronto (Ontario)

David P. O'Brien(2)(4)
Président du conseil
EnCana Corporation
Banque Royale du Canada
Calgary (Alberta)

Harry G. Schaefer, F.C.A.(1)(2)
Président
Schaefer & Associates Ltd.
et vice-président du conseil
TransCanada Corporation
Calgary (Alberta)

D. Michael G. Stewart(3)
Directeur
Ballinacurra Group
Calgary (Alberta)

* Membre sans droit de vote de tous les comités du conseil

(1) Membre, comité de vérification

(2) Membre, comité de gouvernance de l'entreprise

(3) Membre, comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement

(4) Membre, comité des ressources humaines

GOUVERNANCE DE L'ENTREPRISE

Le rapport sur la gouvernance de la société est inclus dans l'avis de convocation à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire des porteurs d'actions ordinaires et la circulaire d'information de la direction de 2007 de TransCanada.

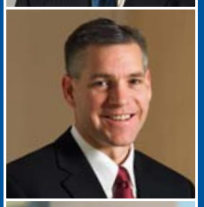
On peut consulter sur le site Web de la société, à www.transcanada.com, les lignes directrices sur la gouvernance de l'entreprise, les statuts du conseil, les statuts des comités, les mandats du président du conseil et du chef de la direction et le code d'éthique de TransCanada. On trouve également sur notre site Web un résumé des principales distinctions entre les pratiques de TransCanada en matière de gouvernance de l'entreprise et celles que doivent respecter les sociétés établies aux États-Unis conformément aux normes d'inscription de la Bourse de New York.

Des renseignements complémentaires sur la société sont déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada sur le site Web de SEDAR, à www.sedar.com, et aux États-Unis sur le site Web d'EDGAR, à www.sec.gov. On peut obtenir sans frais les documents auxquels il est fait référence dans le présent rapport annuel en s'adressant au Secrétaire général de TransCanada à 450-1st Street SW, Calgary (Alberta) Canada T2P 5H1 ou en composant le 403-920-2000.

Ligne d'appel – éthique Le comité de vérification du conseil d'administration a mis en place un numéro d'appel sans frais à l'intention des employés, contractuels et autres intéressés. On peut avoir recours à ce service anonyme et confidentiel pour communiquer toute irrégularité comptable ou tout manquement en matière d'éthique. Composer le 1-888-920-2042.

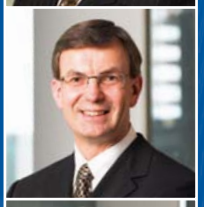
Dirigeants

Harold N. Kvisle
Président et chef de la direction



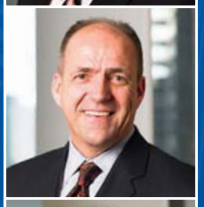
Russell K. Girling
Président, Pipelines

Alexander J. Pourbaix
Président, Énergie

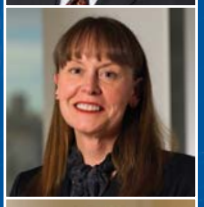


Gregory A. Lohnes
Vice-président directeur
et chef des finances

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



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



Sarah E. Raiss
Vice-présidente directrice,
Services généraux

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

Pour nous joindre

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

- les entreprises de pipelines et d'énergie de la société
- les projets et les initiatives de la société
- la responsabilité sociale
- la gouvernance de l'entreprise
- les services à l'intention des investisseurs

www.transcanada.com

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

David Moneta, Vice-président, Relations avec les investisseurs et communications
1.800.361.6522
(Canada et États continentaux des États-Unis)

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

Prière de recycler Imprimé au Canada Mars 2007

Vision de TransCanada

TransCanada sera le chef de file du secteur d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord en ciblant les occasions de croissance dans les secteurs du transport de gaz et de la production d'électricité dans des régions où la société profite d'importants avantages concurrentiels.

MOST SUSTAINABLE CORPORATIONS
GLOBAL 100

Dow Jones Sustainability Indexes
Member 2006/07

TransCanada
Du possible au réel