



RAPPORT DE GESTION



REVUE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Le rapport de gestion daté du 1^{er} mars 2005 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) et des notes y afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

POINTS SAILLANTS

Bénéfice net En 2004, le bénéfice net s'est établi à 1,032 milliard de dollars (2,13 \$ par action), comparativement à 851 millions de dollars (1,76 \$ par action) en 2003.

Résultat net En 2004, le bénéfice net découlant des activités poursuivies de TransCanada (résultat net) a augmenté de 179 millions de dollars pour atteindre 980 millions de dollars (2,02 \$ par action), comparativement à 801 millions de dollars (1,66 \$ par action) en 2003.

Activités d'investissement En 2004, TransCanada a investi plus de 2,6 milliards de dollars dans ses entreprises de transport de gaz et d'électricité. Ce montant comprend les dettes prises en charge.

La société a investi environ 2,1 milliards de dollars pour l'acquisition du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja (collectivement appelés GTN).

Bilan En 2004, les capitaux propres de TransCanada se sont accrus d'environ 0,5 milliard de dollars.

Dividende Le 1^{er} février 2005, le conseil d'administration de TransCanada a majoré de 5,2 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de la société, pour le faire passer de 0,29 \$ par action à 0,305 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2005.

Aperçu des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2004	2003	2002
Bénéfice net			
Activités poursuivies*	980	801	747
Activités abandonnées	52	50	–
	1 032	851	747
Bénéfice net par action – de base			
Activités poursuivies*	2,02 \$	1,66 \$	1,56 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	–
	2,13 \$	1,76 \$	1,56 \$

* Résultat net.

Aperçu des résultats sectoriels

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Transport de gaz	586	622	653
Électricité	396	220	146
Siège social	(2)	(41)	(52)
Activités poursuivies*	980	801	747
Activités abandonnées	52	50	–
Bénéfice net	1 032	851	747

* Résultat net.

Le bénéfice net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'est chiffré à 1,032 milliard de dollars (2,13 \$ par action), alors qu'il s'était établi à 851 millions de dollars (1,76 \$ par action) pour l'exercice 2003. Ce chiffre comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 52 millions de dollars (0,11 \$ par action) en 2004 et 50 millions de dollars (0,10 \$ par action) en 2003. Il rend compte également de la constatation dans les résultats des gains initialement reportés liés à la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société en 2001. Le bénéfice net en 2002 était de 747 millions de dollars (1,56 \$ par action).

Le résultat net de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'est établi à 980 millions de dollars (2,02 \$ par action), comparativement à 801 millions de dollars (1,66 \$ par action) en 2003 et à 747 millions de dollars (1,56 \$ par action) en 2002. L'accroissement de 179 millions de dollars (0,36 \$ par action) de 2003 à 2004 s'explique principalement par la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'électricité. Par ailleurs, la réduction du résultat net de l'entreprise de transport de gaz a été annulée en partie par le recul des charges nettes du secteur Siège social.

Le résultat net de l'entreprise d'électricité s'est accru de 176 millions de dollars entre 2003 et 2004, surtout en raison de la matérialisation d'un gain de 15 millions de dollars après impôts (25 millions de dollars avant impôts) (0,03 \$ par action) à la vente, à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que de la constatation de gains de dilution et autres gains totalisant 172 millions de dollars (0,36 \$ par action) découlant de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et de la suppression

de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter, en 2017, les parts non détenues par TransCanada. TransCanada était antérieurement tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence.

Compte non tenu des gains cumulés de 187 millions de dollars susmentionnés inclus dans le résultat net relativement à S.E.C. Électricité et de la constatation en 2003 d'un règlement de 19 millions de dollars après impôts conclu avec une ancienne contrepartie, le résultat net de l'entreprise d'électricité en 2004 est de 8 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit en 2003. La progression du bénéfice tiré de la participation de TransCanada dans Bruce Power L.P. (Bruce Power), acquise en février 2003, a été partiellement neutralisée par la baisse des contributions des établissements de l'Est ainsi que du placement de TransCanada dans S.E.C. Électricité.

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a baissé de 36 millions de dollars en 2004 comparativement aux résultats de 2003, et ce, principalement en raison de la diminution du résultat net du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. Le résultat net du réseau de l'Alberta en 2004 rend compte de l'incidence des décisions rendues en 2004 par l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale et des coûts en capital généraux. Le recul du résultat net du réseau principal au Canada s'explique principalement par la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires, tel qu'il est déterminé par la formule établie par l'Office national de l'énergie (ONÉ) pour le calcul du taux de rendement général sur les capitaux propres et la diminution de la base tarifaire moyenne. Ces baisses ont été en partie effacées par le résultat net de GTN, dont

TransCanada s'est portée acquéreur le 1^{er} novembre 2004, l'accroissement du résultat de CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta) et de TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP) et le gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de la participation en actions de la société dans le projet de pipeline Millennium (Millennium). Les résultats de 2003 comprenaient la part revenant à TransCanada d'un rajustement positif aux économies d'impôts futurs constaté par TransGas de Occidente S.A. (TransGas), soit 11 millions de dollars.

La baisse de 39 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social en 2004 s'explique surtout par l'incidence favorable d'éléments liés aux impôts sur les bénéfices et au change tout au long de 2004 et de l'annulation, en 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement.

La progression de 54 millions de dollars (0,10 \$ par action) du résultat net de 2002 à 2003 découle principalement de l'accroissement du résultat net de l'entreprise d'électricité et de la réduction des charges nettes du secteur Siège social, en partie neutralisés par le recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz. En 2003, le résultat net de l'entreprise d'électricité comprenait un bénéfice de participation de 73 millions de dollars après impôts au titre de la participation de TransCanada dans Bruce Power ainsi qu'un montant de 19 millions de dollars après impôts au titre d'un règlement conclu avec une ancienne contrepartie. La régression du résultat net de l'entreprise de transport de gaz entre 2002 et 2003 rend compte de la baisse du résultat net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta. Le résultat de 2002 comprenait la part de 7 millions de dollars revenant à TransCanada à la suite d'une décision en faveur de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership au sujet de la taxe d'utilisation payée au Minnesota au cours d'exercices antérieurs.

Aux termes d'un plan d'arrangement entré en vigueur le 15 mai 2003, les actions ordinaires de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) ont été échangées contre des actions ordinaires de TransCanada, à raison de une contre une. Par conséquent, TCPL est devenue une filiale en propriété exclusive de TransCanada. Les états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003 comprennent les comptes de TransCanada et

les comptes consolidés de toutes ses filiales, y compris TCPL, ainsi que la quote-part de TransCanada des comptes des coentreprises dans lesquelles la société détient une participation. Les données correspondantes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 sont celles de TCPL, de ses filiales, et la quote-part des comptes des coentreprises dans lesquelles elle détenait une participation à cette date.

TRANSCANADA – APERÇU

TransCanada est une importante société énergétique nord-américaine dont les activités sont concentrées dans les secteurs du transport de gaz naturel et de la production d'électricité ainsi que sur les débouchés présents dans les régions où elle possède un solide avantage concurrentiel. Le transport de gaz naturel et l'électricité sont des secteurs complémentaires pour TransCanada. Ces deux secteurs à haute intensité de capital sont soumis à des facteurs économiques semblables pour ce qui est de l'offre et la demande, et ils utilisent des technologies et des pratiques d'exploitation similaires. Ce sont des entreprises qui présentent d'importantes possibilités de croissance à long terme.

La demande de gaz naturel en Amérique du Nord est croissante 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, et ce, surtout en raison de l'accroissement de la population et de la hausse du produit intérieur brut. L'exploitation d'un nombre accru de nouvelles centrales électriques alimentées au gaz naturel construites pour augmenter massivement la capacité de production sur bon nombre de marchés nord-américains au cours des cinq dernières années devrait permettre de répondre en grande partie à l'intensification de la demande.

Les centrales alimentées au charbon demeurent la plus importante source d'énergie électrique en Amérique du Nord, et les réserves charbonnières sont substantielles. Les centrales nucléaires ont elles aussi joué un grand rôle pour répondre à la demande d'électricité nord-américaine par le passé, et une nouvelle capacité de production d'énergie des centrales nucléaires devrait devenir accessible au fil des ans.

Toutefois, les longs délais de réalisation de nouvelles centrales alimentées au charbon et centrales nucléaires, les dossiers environnementaux et de relations publiques connexes, les dépenses en immobilisations élevées et la difficulté d'aménager ces centrales à proximité des centres de consommation sont autant de facteurs qui pourraient faire obstacle à l'aménagement et à l'achèvement de nouvelles centrales au charbon ou centrales nucléaires au cours des cinq à dix prochaines années. C'est pourquoi l'électricité continuera sans doute d'être produite à partir du gaz naturel pour répondre aux besoins croissants d'électricité en Amérique du Nord dans un proche avenir, d'où une augmentation substantielle de la consommation de gaz naturel. Dans son ensemble, la demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait augmenter de 15 milliards de pieds cubes par jour entre 2004 et 2015 pour atteindre 85 milliards de pieds cubes par jour. Les nouvelles centrales électriques alimentées au gaz naturel devraient représenter environ 10 milliards de pieds cubes par jour de cette croissance.

L'accroissement de la demande fournira de nouveaux découchés, mais au prix de nombreux enjeux pour l'industrie du gaz naturel. L'Amérique du Nord est entrée dans une ère qui ne lui permettra plus de dépendre entièrement des sources classiques d'approvisionnements gaziers pour répondre à ses besoins croissants. L'Amérique du Nord traverse une période de transition et de grands changements, tels qu'en témoignent les prix forts pour le gaz naturel qui prévalent actuellement. Les approvisionnements gaziers sont serrés et le demeureront jusqu'à ce que des investissements majeurs soient faits dans les infrastructures requises pour mettre en marché de nouveaux approvisionnements. Les prévisions laissent entrevoir que la production à partir des bassins classiques nord-américains demeurera uniforme au cours des dix prochaines années. Selon toute probabilité, l'accroissement de la production dans les montagnes Rocheuses aux États-Unis ne permettra que de compenser le déclin de la production à partir des autres bassins, notamment le golfe du Mexique. Les perspectives pour les bassins classiques laissent entrevoir le besoin de faire appel au gaz des régions nordiques et aux réserves marines de gaz naturel liquéfié (GNL) pour combler l'écart entre l'offre et la demande.

En Amérique du Nord, TransCanada est bien placée pour répondre à la demande croissante d'électricité à court terme et pour mettre en marché de nouveaux approvisionnements gaziers à moyen et à long terme.

TRANSCANADA – STRATÉGIE

La position prépondérante qu'occupe TransCanada en Amérique du Nord est le résultat direct de l'application réussie de sa stratégie d'entreprise, adoptée il y a cinq ans. Bien que le plan stratégique de la société ait évolué pour réagir aux changements survenus et anticipés dans le contexte commercial, il est demeuré essentiellement le même. Aujourd'hui, la stratégie générale de TransCanada s'articule autour de cinq éléments :

- Assurer la croissance de l'entreprise nord-américaine de transport de gaz.
- Maximiser la valeur à long terme de l'entreprise canadienne de transport de gaz détenue en propriété exclusive.
- Assurer la croissance de l'entreprise nord-américaine d'électricité.
- Tendre vers l'excellence opérationnelle.
- Maximiser la force et la valeur intégrales de TransCanada.

TRANSPORT DE GAZ

Les gazoducs de TransCanada relient le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et les principaux marchés nord-américains. Le réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive de la société, qui s'étend sur plus de 41 000 kilomètres, est l'un des plus longs en Amérique du Nord.

En 2004, le réseau de l'Alberta, détenu en propriété exclusive, a assuré la collecte de 64 % du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien, soit 16 % du total de la production gazière nord-américaine. TransCanada exporte du gaz du BSOC jusque dans l'est du Canada et dans les régions de l'Ouest, du Midwest et du nord-est aux États-Unis par le truchement de quatre réseaux détenus en propriété exclusive – le réseau principal au Canada, le réseau de Gas Transmission Northwest, le réseau de Foothills et le réseau de la Colombie-Britannique – et de six réseaux partiellement détenus – le réseau de Trans Québec & Maritimes (TQM), Great

Lakes Transmission System (Great Lakes), Iroquois Gas Transmission System (Iroquois), Portland Natural Gas Transmission System (Portland), Northern Border Pipeline (Northern Border) et Tuscarora Gas Transmission System (Tuscarora). Dans le secteur du transport de gaz, la société a pour stratégie d'élargir son réseau de gazoducs en Amérique du Nord et de maximiser la valeur à long terme de ses gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada. TransCanada assurera la croissance de l'entreprise de transport de gaz par l'expansion et le prolongement des réseaux en exploitation pour relier les nouvelles sources d'approvisionnements aux marchés en plein essor, par l'accroissement de ses participations dans des entités détenues partiellement, par l'acquisition de gazoducs qui rehausseront sa présence régionale et, à long terme, par la mise en liaison de nouvelles sources d'approvisionnements, soit le gaz des régions nordiques et le GNL.

Fort de du savoir-faire qu'elle a acquis dans le secteur du transport de gaz, la société continuera de concrétiser sa stratégie.

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

L'entreprise de transport de gaz s'est distinguée par de grandes réalisations en 2004, notamment l'acquisition de GTN. Le réseau de Gas Transmission Northwest est un gazoduc de 2 174 kilomètres prenant son origine à Kingsgate, en Colombie-Britannique, à la frontière entre cette province et l'État de l'Idaho, et se terminant à Malin, dans l'État de l'Oregon, à la frontière entre cet État et la Californie. Il est relié au réseau de la

Colombie-Britannique et à celui de Foothills et transporte du gaz naturel du BSOC à destination des marchés en plein essor du nord-ouest des États-Unis, de la Californie et du Nevada. Le gazoduc de North Baja, d'une longueur de 128 kilomètres, a son point de départ près d'Ehrenberg, en Arizona, pour aboutir près d'Ogilby, en Californie, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Dans l'avenir, le gazoduc pourrait être modifié moyennant des coûts relativement faibles pour acheminer du GNL depuis des installations en Basse-Californie, au Mexique, à destination des marchés américains.

Dans les régions nordiques, TransCanada a confirmé sa participation au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et, en Alaska, la société a rassemblé un grand volume de données légales, techniques et environnementales. Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) a obtenu les certificats pour le tronçon canadien du gazoduc de la route de l'Alaska il y a plus de 25 ans. Ces certificats de commodité et de nécessité publiques ont été accordés à Foothills en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (LPN) du Canada. Foothills détient le droit prioritaire de construire, de posséder et d'exploiter le premier gazoduc acheminant le gaz de l'Alaska en passant par le territoire canadien. Ce droit lui a été conféré en vertu de la LPN à la suite d'une longue audience par appel d'offres de l'ONÉ vers la fin des années 1970, qui a donné lieu à une décision favorable en faveur de Foothills. La LPN préconise un régime de réglementation intégré réservé exclusivement à Foothills. Cette dernière y a fait appel pour construire en Alberta des installations qui constituent un tronçon préalable dans le cadre du projet de gazoduc de la route de l'Alaska, et pour aménager cinq prolongements à ce tronçon, le dernier en 1998. Les autres travaux d'aménagement aux termes de la LPN devraient assurer la mise en service du projet dans les meilleurs délais.

En 2004, pour faire avancer le projet de gazoduc de la route de l'Alaska, la société a présenté une demande en vertu de la *Stranded Gas Development Act* de l'État de l'Alaska. Cette loi est le mécanisme utilisé par cet État pour traiter les concessions fiscales et autres questions liées à ce projet. La demande de TransCanada est l'une des trois demandes actuellement à l'étude par l'État de l'Alaska. En outre, TransCanada a demandé à l'État de reprendre le traitement de sa demande, depuis longtemps en suspens, au sujet d'une concession pour

l'emprise sur les terres de l'État. TransCanada détient les emprises complémentaires sur les terres fédérales en Alaska. Pour faire évoluer ce projet, la société a poursuivi ses discussions avec un certain nombre de parties, y compris les producteurs du versant Nord de l'Alaska, l'État de l'Alaska, le gouvernement du Canada et les principaux intervenants sur le marché gazier nord-américain.

Advenant que le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et que le projet de gazoduc de la route de l'Alaska soient construits et reliés aux infrastructures en place de TransCanada, ces deux projets présenteraient des occasions de croissance supplémentaires pour TransCanada et rehausseraient la viabilité à long terme de son entreprise de transport de gaz actuelle, plus particulièrement ses gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada.

Qui plus est, en 2004, TransCanada a pris des mesures pour faire progresser un certain nombre de projets de GNL. TransCanada estime que le GNL jouera un rôle de premier plan pour répondre à la demande gazière croissante en Amérique du Nord. Compte tenu des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, la société croit que l'est du Canada et le nord-est des États-Unis, où le gaz naturel se vend à un prix supérieur, sont des points logiques d'importation du GNL. TransCanada évalue un certain nombre de possibilités à longue échéance dans ces régions, notamment le projet d'Énergie Cacouna au Québec et le projet de Broadwater Energy dans l'État de New York. D'une manière générale, les projets de GNL peuvent faire l'objet de certains enjeux pour ce qui est du choix du site.

Dans le cadre de ces projets, ce sont les terminaux de regazéification et les infrastructures pipelinières apparentées, en complément et à l'appui des participations actuelles détenues par la société dans divers gazoducs, qui retiennent le plus l'attention de TransCanada.

Les projets de la société dans le secteur du stockage de gaz naturel sont un prolongement logique de son entreprise de transport de gaz. TransCanada croit que le stockage de gaz naturel en Alberta continuera de répondre aux besoins du marché et pourrait jouer un rôle prépondérant advenant que les ressources gazières des régions nordiques soient raccordées aux marchés nord-américains. En janvier 2005, TransCanada a

annoncé des plans d'aménagement d'une installation de stockage de gaz naturel près d'Edson, en Alberta. L'installation d'Edson aura une capacité d'environ 50 milliards de pieds cubes et sera reliée au réseau de l'Alberta de TransCanada. En 2004, la société a de plus obtenu un contrat à long terme auprès d'une tierce partie pour une capacité de stockage de gaz naturel existante en Alberta, assurant l'entrée hâtive sur le marché d'une capacité d'environ 20 milliards de pieds cubes en 2005 et jusqu'à 30 milliards de pieds cubes en 2006 et 40 milliards de pieds cubes en 2007. Compte tenu de ces projets et de la participation de 60 % qu'elle détient actuellement dans CrossAlta, la société sera bien placée pour devenir l'un des plus importants fournisseurs de services de stockage de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Sa capacité de stockage, qui atteindra 110 milliards de pieds cubes d'ici 2007, représentera environ le tiers de la capacité totale de stockage de gaz naturel disponible en Alberta.

La société souhaite non seulement assurer l'expansion de son entreprise de transport de gaz en Amérique du Nord, mais elle a pour priorité stratégique de maximiser la valeur à long terme de ses gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada. Les efforts à ce titre portent principalement sur l'obtention d'un rendement équitable sur le capital investi et sur la rationalisation et l'harmonisation des processus et des dispositions tarifaires pour et entre les gazoducs réglementés de TransCanada. En outre, la société continue de réagir aux changements qui s'opèrent sur le marché en proposant de nouveaux services pour répondre aux besoins des clients.

En 2004, TransCanada a été informé des résultats discutables d'un certain nombre de décisions réglementaires de l'ONÉ et de l'EUB. TransCanada a été généralement satisfaite de la décision de l'ONÉ au sujet de la première phase de la demande tarifaire de 2004 pour le réseau principal au Canada (demande de 2004) et de la décision de l'ONÉ d'approuver la jonction North Bay (JNB) en tant que nouveau point de réception et de livraison. TransCanada estime qu'il s'agit là d'un pas en avant afin d'assurer la viabilité à long terme du réseau principal au Canada au profit de toutes les parties prenantes. Cependant, deux décisions rendues par l'EUB en 2004 au sujet du réseau de l'Alberta ont été décevantes.

En juillet 2004, l'EUB a fait connaître sa décision au sujet de l'instance sur les coûts en capital généraux. Pour tous les services publics assujettis à la réglementation provinciale de l'Alberta, y compris le réseau de l'Alberta, le taux de rendement sur les capitaux propres a été fixé à 9,60 % pour 2004. Ce taux de rendement général sur les capitaux propres sera rajusté annuellement de 75 % de la variation du taux des obligations du Canada à long terme de l'année précédente, ce qui est conforme à l'approche préconisée par l'ONÉ. L'EUB a également établi le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires à 35 % pour le réseau de l'Alberta. Il s'agit de pourcentages bien inférieurs à ceux sollicités, soit un taux de rendement de 11 % sur les capitaux propres en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %, ce que la société croit être un rendement équitable.

En septembre 2003, TransCanada a déposé auprès de l'EUB les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale de 2004, qui renferment les preuves à l'appui de la base tarifaire sollicitée et de ses besoins en produits. Dans sa décision rendue le 24 août 2004, l'EUB a approuvé l'achat du réseau pipelinier de Simmons (Simmons) au prix d'environ 22 millions de dollars et les coûts des ententes de services de transport garanti (FT) conclues avec Foothills, Simmons et Ventures LP. Cependant, puisque la récupération d'une grande partie des coûts a été refusée, les besoins en produits et la base tarifaire ont été réduits.

En septembre 2004, TransCanada a présenté à la Cour d'appel de l'Alberta une demande d'autorisation de porter en appel la décision de l'EUB au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 qui refusait la déduction des coûts de rémunération incitative sollicitée. Dans sa décision, l'EUB refusait la déduction de frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars (avant impôts), montant qui comprend la déduction demandée de 19 millions de dollars au titre des coûts de rémunération incitative. TransCanada croit que la décision de l'EUB de refuser l'inclusion de ces coûts dans les besoins en produits est attribuable à des erreurs de droit. La société croit qu'il lui est nécessaire d'engager de tels coûts raisonnables et prudents pour l'exploitation sécuritaire, fiable et efficiente du réseau de l'Alberta. À la demande de TransCanada, la Cour d'appel de l'Alberta a ajourné l'appel pour une période

indéfinie pendant que TransCanada évalue les fondements de présenter à l'EUB une demande d'examen et de modification des coûts de 2004. Le 24 février 2005, TransCanada a informé l'EUB qu'un accord de principe avait été conclu avec les parties aux négociations au sujet d'un règlement sur les besoins en produits pour la période allant du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2007. L'accord est assujéti à l'approbation en bonne et due forme des parties visées et, en dernier ressort, de l'EUB.

En 2004, TransCanada a sollicité, pour le réseau principal au Canada, l'approbation d'un taux de rendement fondé sur la formule de calcul de taux de rendement sur les capitaux propres de l'ONÉ en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. La décision de l'ONÉ est attendue durant le deuxième trimestre de 2005.

Le 14 février 2005, TransCanada a annoncé qu'une entente au sujet des droits de 2005 avait été conclue avec les utilisateurs du réseau principal au Canada. Ce règlement prévoit des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration de 169,5 millions de dollars en 2005, soit un chiffre comparable à celui de 2004. Toute variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réels en 2005 et ceux prévus dans le règlement seront à la charge de TransCanada. Tous les autres coûts compris dans les besoins en produits pour 2005 seront imputés à l'exercice. En outre, le taux de rendement sur les capitaux propres pour le réseau principal au Canada sera de 9,46 % en 2005, selon la formule de l'ONÉ, et le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, en ce qui a trait à la structure du capital du réseau principal au Canada pour 2005, sera fondé sur la décision rendue récemment par l'ONÉ à l'issue de l'audience sur les coûts en capital du réseau principal au Canada pour 2004, sous réserve des résultats des demandes d'examen ou d'appels, s'il en est.

En février 2005, TransCanada a annoncé qu'elle proposait un oléoduc de 1,7 milliard de dollars US permettant de transporter quotidiennement environ 400 000 barils de pétrole brut de l'Alberta à destination de l'Illinois. Le projet proposé, du nom de Keystone Pipeline (Keystone), s'étendrait sur environ 3 000 kilomètres. Outre la construction d'un nouveau pipeline, Keystone nécessiterait la conversion d'un

tronçon de canalisations d'une longueur d'environ 1 240 kilomètres faisant partie des réseaux de gazoducs multi-lignes de TransCanada en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba.

TransCanada continuera de rencontrer les producteurs pétroliers, les raffineurs et les groupes de l'industrie, y compris l'Association canadienne des producteurs pétroliers, pour déterminer s'il existe un intérêt et un appui supplémentaires pour Keystone. Les entretiens préliminaires avec les parties prenantes, y compris les collectivités, les fonctionnaires et les propriétaires fonciers tout le long du tracé proposé, ont débuté. TransCanada présentera les demandes nécessaires aux organismes de réglementation lorsque le projet aura reçu l'appui requis des producteurs pétroliers et des expéditeurs.

TransCanada devra obtenir diverses approbations réglementaires auprès d'organismes canadiens et américains avant de pouvoir entreprendre les travaux de construction. Toutes les parties prenantes auront l'occasion de formuler des commentaires dans le cadre du processus réglementaire et du processus de consultation publique à grande échelle.

Les activités de TransCanada consistent à relier les approvisionnements énergétiques aux marchés, et il s'agit pour la société d'un autre moyen de fournir un précieux service à ses clients. La conversion d'un des gazoducs de la société pour le transport de pétrole est un moyen novateur et économique de réagir au besoin de nouveaux pipelines pour faire face à la croissance prévue de la production de pétrole brut au Canada au cours de la prochaine décennie.

ÉLECTRICITÉ

TransCanada a créé une entreprise d'électricité d'envergure au cours des dix dernières années. Actuellement, les centrales électriques et les approvisionnements d'électricité que TransCanada possède, exploite ou contrôle, y compris les centrales qu'elle est en train de construire ou d'aménager, représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 5 700 mégawatts (MW) au Canada et aux États-Unis. Les actifs corporels de la société sont concentrés dans deux grandes régions, soit l'une dans l'Ouest et l'autre dans l'Est. Les activités dans la région de l'Ouest sont concentrées en Alberta, où TransCanada est au nombre des plus importants fournisseurs d'électricité de gros

dans la province. Ses actifs comprennent cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et les conventions d'achat d'électricité (CAE) des centrales au charbon de Sundance A et B. Dans l'Est, ses activités sont surtout concentrées sur les marchés de l'Ontario, du Québec, de la Nouvelle-Angleterre et de New York. Au point de départ, la société a acquis une participation minoritaire dans la centrale électrique d'Ocean State Power (OSP), centrale de 560 MW alimentée au gaz naturel située dans le Rhode Island. À ses débuts en Ontario, TransCanada a aménagé trois centrales alimentées au gaz naturel attenantes à des postes de compression le long du réseau principal au Canada. Aujourd'hui, grâce à ses investissements, TransCanada est le plus important producteur d'électricité du secteur privé en Ontario.

La stratégie de croissance et de création de valeur préconisée par TransCanada pour l'entreprise d'électricité repose sur quatre principes fondamentaux.

En premier lieu, la société a ciblé ses efforts sur l'acquisition de centrales de base à faibles coûts dans des marchés qu'elle connaît bien. Les droits de transfert de CAE aux centrales au charbon de Sundance A et B en Alberta, son placement dans Bruce Power et le projet en cours d'acquisition d'USGen New England (USGen) sont des exemples éloquentes de cette stratégie. La société croit que le succès de l'entreprise d'électricité dépend de sa capacité d'être un fournisseur à faibles coûts ou de conclure des contrats de vente d'électricité à long terme.

Deuxièmement, TransCanada s'est livrée à l'aménagement de nouveaux projets de centrales de cogénération alimentées au gaz naturel comportant peu de risques. Bien que leur courbe de coûts soit plus accentuée que celle des centrales hydroélectriques, nucléaires ou au charbon, ces centrales sont beaucoup plus efficaces que les autres types d'installations, y compris les centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel. Pour atténuer le risque associé à ces sources de production plus coûteuses, TransCanada vend une grande partie de la production de ces centrales à des contreparties bien établies aux termes de contrats à long terme selon lesquels l'acheteur partage le risque lié aux fluctuations du prix du gaz naturel. Les projets de Grandview et de Bécancour sont des exemples de cette stratégie.

Troisièmement, TransCanada joue un rôle actif dans les marchés en transition. Les changements survenus en Nouvelle-Angleterre et en Alberta, et ceux qui s'opèrent en Ontario, permettent à la société de saisir les occasions suscitées par ces marchés en transition.

Enfin, TransCanada a axé ses efforts sur l'optimisation de son portefeuille d'actifs en exploitant ses installations avec le maximum d'efficacité et de rentabilité, tout en recherchant l'excellence opérationnelle.

Forte du savoir-faire qu'elle a acquis dans son entreprise d'électricité, la société continuera de concrétiser sa stratégie. Au fil des ans, la société a acquis une vaste compréhension des marchés énergétiques nord-américains et une connaissance approfondie de ses marchés principaux en Alberta, en Ontario, au Québec et dans le nord-est des États-Unis. La société a joué un rôle actif sur les marchés déréglementés. L'expérience qu'elle a acquise sur ses marchés principaux permet à la société d'être bien placée pour saisir les occasions qui se présenteront, là et ailleurs. TransCanada met à profit sa capacité de structurer des ententes et de gérer le risque, ce qui est essentiel pour atténuer la volatilité et l'incertitude pour ses clients industriels et ses actionnaires. Grâce à sa situation financière, la société est en mesure d'aménager des infrastructures à grande échelle et de saisir les occasions de premier ordre dès qu'elles se présentent. TransCanada fait preuve de compétences éprouvées en élaboration de projets, et elle accorde une grande priorité à l'excellence opérationnelle.

En 2004, TransCanada a poursuivi la diversification de son portefeuille d'actifs de production d'électricité de premier ordre.

Outre le redémarrage du troisième réacteur de Bruce Power et la mise en service de la centrale de cogénération de MacKay River en 2004, la société a terminé la construction de l'installation de Grandview, une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de 90 MW située à Saint John, au Nouveau-Brunswick. La production d'électricité et de chaleur de la centrale de Grandview sera vendue en totalité à Irving Oil Limited conformément à une CAE de 20 ans. Par ailleurs, la société poursuit ses travaux d'aménagement de la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Bécancour. Cette centrale d'une puissance de 550 MW est située près de Trois-Rivières, au Québec. La production d'électricité de la centrale sera vendue en totalité à

Hydro-Québec Distribution (Hydro-Québec) conformément à une CAE de 20 ans. Les approbations définitives du projet ont été reçues en juillet 2004, et la construction a débuté. La centrale devrait être mise en service vers la fin de 2006.

En octobre 2004, TransCanada a annoncé que Hydro-Québec avait octroyé à Cartier énergie éolienne (Cartier énergie), société détenue à 62 % par TransCanada, six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW. Des contrats à long terme d'approvisionnement en électricité ont été signés avec Hydro-Québec le 25 février 2005 pour chacune des installations. Les six projets devraient être mis en exploitation entre 2006 et 2012 à un coût en capital total estimatif de plus de 1,1 milliard de dollars.

En décembre 2004, TransCanada a annoncé qu'elle irait de l'avant avec l'achat, auprès d'USGen, d'actifs de production d'énergie hydroélectrique ayant une capacité de production totale de 567 MW, au prix de 505 millions de dollars US. Les actifs comprennent des biens de production aménagés sur deux rivières en Nouvelle-Angleterre. L'acquisition est assujettie à la vente à Vermont Hydroelectric Power Authority (Vermont Hydroelectric) de la centrale hydroélectrique de Bellows Falls d'une puissance de 49 MW, pour laquelle Vermont Hydroelectric a exercé l'option d'achat qu'elle détenait pour cette centrale. Il en résulterait une réduction de 72 millions de dollars US du prix d'achat, qui serait alors ramené à 433 millions de dollars US pour une capacité de 518 MW.

TransCanada est bien placée pour aider l'Ontario à répondre à ses besoins énergétiques futurs. Le gouvernement de l'Ontario estime que des dépenses en immobilisations s'élevant entre 25 milliards de dollars et 40 milliards de dollars seront requises pour les travaux de remise à neuf, de construction, de remplacement ou de conservation d'installations d'une capacité de production de 25 000 MW d'ici 2020. Bruce Power, détenue à 31,6 % par TransCanada, continue d'évaluer la possibilité de redémarrer les premier et deuxième réacteurs. Les pourparlers se poursuivent entre Bruce Power et le négociateur désigné par le gouvernement provincial au sujet du redémarrage possible des deux réacteurs d'une puissance de 750 MW. Par ailleurs, TransCanada a soumissionné dans le cadre du processus d'appel d'offres lancé récemment par le

gouvernement de l'Ontario pour une capacité de production d'électricité nouvelle pouvant atteindre 2 500 MW ou des mesures d'économie d'énergie. Cette production devrait devenir disponible entre 2005 et 2009.

TransCanada, en collaboration avec ses associés dans Bruce Power, évalue également la possibilité d'investir dans la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick, dont la puissance est de 680 MW. Des discussions sont en cours avec Énergie Nouveau-Brunswick.

TransCanada prévoit que son entreprise d'électricité demeurera un important facteur de croissance au cours des années à venir. La société est déterminée à assurer la croissance de l'entreprise d'électricité par le truchement d'acquisitions, de l'aménagement de nouvelles installations choisies et de l'expansion de ses entreprises en exploitation. L'objectif de la société est de constituer un portefeuille diversifié d'actifs de premier ordre qui produisent un rendement solide pour les actionnaires de TransCanada.

EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE ET VALEURS D'ENTREPRISE

TransCanada veut non seulement assurer la croissance de ses entreprises de transport de gaz naturel et d'électricité, mais aussi adhérer à un modèle de gestion axé sur l'excellence opérationnelle. La société souhaite être un exploitant fiable, sécuritaire et soucieux des coûts, et procurer efficacement et rapidement les services voulus à ses clients. Les valeurs d'entreprise de la société guident la façon dont elle exerce ses activités. Pour TransCanada, ces valeurs d'entreprise revêtent une grande importance. Responsabilité sociale, passion, intégrité, résultats, innovation et travail d'équipe sont autant d'éléments qui définissent les valeurs de l'entreprise. L'engagement de TransCanada à assurer le respect de ces valeurs contribue à confirmer sa réputation à titre de société énergétique de premier ordre en Amérique du Nord.

TransCanada compte environ 2 450 employés qui, de par leurs talents, leurs efforts et leurs réalisations, confèrent à l'entreprise un avantage concurrentiel incontesté. Ce faisant, ils se démarquent dans

l'industrie par leur expertise dans les secteurs des pipelines et de l'électricité, leurs compétences en gestion de projets, leur connaissance profonde du marché et de l'industrie et leur sens aigu des affaires.

PERSPECTIVES

En 2005, TransCanada poursuivra sa stratégie d'entreprise avec discipline et rigueur. Pour ce faire, la société orientera ses énergies vers les occasions de croissance à long terme qui lui permettront de consolider son rendement financier et de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Grâce à son résultat net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son bilan solide, la société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz et l'électricité.

Dans le secteur du transport de gaz, la société continuera d'axer ses efforts sur l'expansion et l'élargissement des réseaux en exploitation pour relier les nouveaux approvisionnements aux marchés en plein essor, sur l'accroissement de ses participations dans des entités détenues partiellement, sur l'acquisition de gazoducs qui lui fourniront une importante présence régionale et sur la mise en liaison de nouvelles sources d'approvisionnements, soit le gaz des régions nordiques et le GNL. La société s'emploiera également à maximiser la valeur à long terme de ses gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada.

En 2005, les résultats rendront compte de la contribution sur un exercice entier de GTN, société que TransCanada a acquise le 1^{er} novembre 2004. TransCanada s'attend à une réduction des taux de rendement sur les capitaux propres permis et de la base tarifaire moyenne pour le réseau principal au Canada et le réseau de l'Alberta. L'aboutissement des négociations d'un règlement avec les clients et les instances réglementaires pourrait avoir de grandes répercussions, positives ou négatives, sur les résultats de l'entreprise de transport de gaz en 2005.

Dans le secteur de l'électricité, la société continuera d'axer ses activités sur l'acquisition de centrales de base à faibles coûts et sur l'aménagement de nouveaux projets de cogénération comportant peu de risques, tout en misant sur les occasions qui surviendront sur les marchés en transition et en optimisant son portefeuille d'actifs.

La variabilité possible des résultats de Bruce Power en raison des changements dans les prix réalisés, dans les charges d'exploitation et dans la capacité disponible des centrales ainsi que l'issue d'un quatrième processus d'arbitrage au sujet du coût du gaz combustible pour OSP, qui devrait se terminer d'ici la fin du troisième trimestre de 2005, pourraient avoir des répercussions sur le résultat en 2005.

Une variation de 1,00 \$ par mégawatt-heure (MWh) dans le prix au comptant en Ontario ferait varier de 5 millions de dollars le bénéfice après impôts tiré de la participation de TransCanada dans Bruce Power. Les charges d'exploitation de Bruce Power devraient augmenter en 2005, en raison de la hausse des coûts liés aux arrêts d'exploitation, de l'accroissement de la dotation aux amortissements pour les réacteurs de Bruce A, des récents programmes d'investissement et de l'augmentation des coûts du combustible. En 2005, la capacité disponible moyenne des centrales de Bruce Power devrait être de 85 %, alors qu'elle a été de 82 % en 2004.

En 2004, à la suite d'un troisième processus d'arbitrage, le coût du gaz combustible d'OSP a augmenté substantiellement pour être fixé à un prix en sus des prix du marché. Si la décision rendue à l'issue du quatrième processus d'arbitrage d'OSP, qui est attendue

en 2005, maintient le mécanisme de fixation du prix du gaz combustible en sus des prix du marché et si les conditions prévues du marché demeurent sensiblement les mêmes, la direction prévoit qu'une réduction de valeur des actifs de l'installation pourrait avoir lieu. Au 31 décembre 2004, la valeur comptable nette d'OSP était d'environ 150 millions de dollars US.

La vente des centrales de Curtis Palmer et de ManChief en avril 2004 retranche les revenus de ces centrales sur un exercice entier en 2005. La centrale de cogénération de Grandview et l'acquisition proposée des actifs d'USGen devraient influencer positivement sur les résultats du secteur de l'électricité en 2005. Par ailleurs, la capacité disponible des centrales, la fluctuation des prix sur le marché, les conditions climatiques et les décisions des organismes de réglementation sont autant d'éléments qui pourraient influencer sur les résultats.

En 2004, les postes liés aux impôts sur les bénéfices et au change ainsi que l'annulation d'une provision pour la restructuration établie antérieurement ont influé favorablement sur les résultats du secteur Siège social. En 2005, les charges nettes du secteur Siège social devraient se situer à un niveau plus normal, ce qui laisse entrevoir qu'elles augmenteront probablement par rapport à celles inscrites en 2004.

TRANSPORT DE GAZ

POINTS SAILLANTS

Résultat net En 2004, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 586 millions de dollars, soit un recul de 36 millions de dollars comparativement au chiffre de 622 millions de dollars inscrit en 2003.

Ce repli s'explique principalement par la baisse de 40 millions de dollars du réseau de l'Alberta et celle de 18 millions de dollars du réseau principal au Canada, annulées en partie par l'augmentation de 14 millions de dollars attribuable à l'acquisition de GTN.

Réseau principal au Canada Dans sa décision au sujet de la première phase de la demande de 2004, l'ONÉ a approuvé la presque totalité des éléments de la demande portant sur les coûts sollicités ainsi que le nouveau service de transport garanti non renouvelable (FT-NR).

En décembre, l'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada visant à établir la jonction North Bay en tant que nouveau point de réception et de livraison pour le réseau principal au Canada.

Réseau de l'Alberta En juillet 2004, l'EUB a fait connaître à TransCanada sa décision au sujet de l'instance sur les coûts en capital généraux, qui a établi le taux de rendement sur les capitaux propres à 9,60 % pour tous les services publics de l'Alberta en 2004 et le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires à 35 % pour le réseau de l'Alberta.

Dans sa décision rendue au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004, qui portait sur les besoins en produits et la base tarifaire, l'EUB a refusé la déduction de frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars avant impôts relativement à l'exploitation du réseau de l'Alberta.

Le 1^{er} octobre 2004, le réseau de Simmons a été intégré à celui de l'Alberta.

GTN Le 1^{er} novembre 2004, en accord avec sa stratégie de croissance, TransCanada a acheté GTN, entreprise de haut calibre possédant une excellente fiche d'exploitation et de fiabilité.

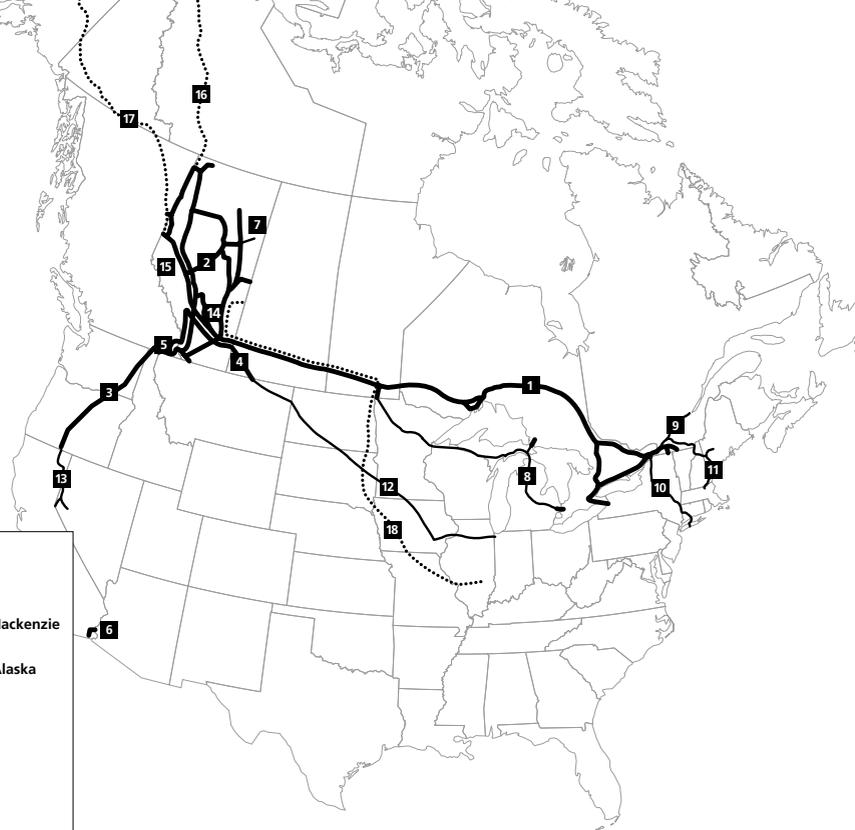
GTN a produit des résultats de 14 millions de dollars pour la période de deux mois terminée le 31 décembre 2004.

Autres entreprises de transport de gaz En 2004, TransCanada a annoncé des plans d'aménagement de deux nouvelles installations de GNL, la première à Cacouna, au Québec et la seconde dans les eaux de l'État de New York dans le détroit de Long Island.

En juin 2004, TransCanada a présenté une demande en vertu de la *Stranded Gas Development Act* de l'Alaska et a pris les mesures pour que l'État traite sa demande au sujet d'une emprise sur les terres de l'État dans le cadre du projet de gazoduc de la route de l'Alaska.

TransCanada continue de financer la participation de l'Aboriginal Pipeline Group (APG) au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie.

TransCanada a conclu des ententes qui lui permettront de hausser sa capacité de stockage de gaz naturel en Alberta à compter de 2005. En janvier 2005, la société a annoncé qu'elle planifiait l'aménagement d'un projet de stockage de gaz naturel de 200 millions de dollars près d'Edson, en Alberta.



TRANSPORT DE GAZ

1 Réseau principal au Canada	14 CrossAlta
2 Réseau de l'Alberta	15 Edson (en cours d'aménagement)
3 Réseau de Gas Transmission Northwest	16 Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (proposé par les producteurs)
4 Réseau de Foothills	17 Projet de gazoduc de la route de l'Alaska (proposé par TransCanada)
5 Réseau de la Colombie-Britannique	18 Pipeline Keystone (proposé par TransCanada)
6 Réseau de North Baja	
7 Ventures LP	
8 Great Lakes	— déteu en propriété exclusive
9 TQM	— déteu en propriété partielle
10 Iroquois proposé
11 Portland	
12 Northern Border	
13 Tuscarora	

Réseau principal au Canada Déteu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada au Canada s'étend sur 14 898 kilomètres depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont, et 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, qui appartient à TransCanada en propriété exclusive, rassemble du gaz naturel pour consommation dans la province et achemine du gaz jusqu'à divers points frontaliers où il est raccordé au réseau principal au Canada, au réseau de la Colombie-Britannique, au réseau de Foothills et à d'autres gazoducs. Ce réseau de 23 186 kilomètres est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel d'Amérique du Nord.

Réseau de Gas Transmission Northwest TransCanada déteu en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel de 2 174 kilomètres reliant le réseau de la Colombie-Britannique et le réseau de Foothills au réseau de transport de gaz de Pacific Gas and Electric Company en Californie et à celui de Tuscarora, déteu en propriété partielle, qui va de la frontière entre l'Oregon et la Californie jusqu'au Nevada.

Réseau de Foothills TransCanada déteu en propriété exclusive ce réseau de 1 040 kilomètres dans l'Ouest canadien, qui achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta à la frontière des États-Unis pour exportation sur les marchés du Midwest, de la région du nord-ouest des États-Unis, 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 kilomètres qui, à partir de la frontière ouest de l'Alberta, traverse une partie de la Colombie-Britannique pour se relier au réseau de Gas Transmission Northwest à la frontière des États-Unis; il dessert des marchés en Colombie-Britannique ainsi que dans la région du nord-ouest des États-Unis, en Californie et au Nevada.

Réseau de North Baja Le gazoduc de North Baja, d'une longueur de 128 kilomètres, est détenu en totalité par la société. Il prend son point de départ dans le sud-ouest de l'Arizona, pour aboutir près d'Ogilby, en Californie, à la frontière entre la Californie et le Mexique, et il est relié à un réseau de gazoducs au Mexique.

Ventures LP Ventures LP, que TransCanada détient en propriété exclusive, possède un gazoduc de 121 kilomètres et des installations apparentées qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, et un gazoduc de 27 kilomètres qui approvisionne en gaz naturel un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.

Great Lakes Le gazoduc de Great Lakes se raccorde au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba, et dessert les marchés du centre du Canada ainsi que de l'est et du Midwest des États-Unis. TransCanada détient une participation de 50 % dans ce réseau de gazoducs de 3 387 kilomètres.

TQM TQM est un réseau de transport de gaz naturel de 572 kilomètres qui est raccordé au réseau principal au Canada et achemine du gaz naturel de Montréal à Québec et jusqu'au réseau de Portland. TransCanada détient une participation de 50 % dans TQM.

Iroquois Le réseau d'Iroquois se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et livre du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis. TransCanada détient une participation de 41 % dans ce réseau de gazoducs de 663 kilomètres.

Portland Le gazoduc de Portland, d'une longueur de 471 kilomètres, se raccorde à TQM près de East Hereford, au Québec, et livre du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis. TransCanada détient une participation de 61,7 % dans ce gazoduc.

Northern Border Northern Border est un réseau de 2 010 kilomètres qui dessert le Midwest des États-Unis depuis un point de raccordement au réseau de Foothills. TransCanada détient indirectement environ 10 % de Northern Border, par le truchement de sa participation de 33,4 % dans TC PipeLines, LP.

Tuscarora Tuscarora exploite un réseau de gazoducs de 386 kilomètres qui achemine du gaz naturel du réseau de Gas Transmission Northwest depuis Malin, en Oregon jusqu'à Wadsworth, au Nevada, ainsi qu'à différents points de livraison dans le nord-est de la Californie et dans le nord-ouest du Nevada. TransCanada détient une participation totale de 17,4 % dans Tuscarora, dont 16,4 % par le truchement de sa participation dans TC PipeLines, LP.

CrossAlta CrossAlta est une installation souterraine de stockage de gaz naturel reliée au réseau de l'Alberta. Située près de Crossfield, en Alberta, l'installation de CrossAlta possède une capacité de stockage de 40 milliards de pieds cubes de gaz naturel et une capacité de livraison maximale de 410 millions de pieds cubes par jour. TransCanada détient une participation de 60 % dans CrossAlta.

Edson TransCanada élabore actuellement un projet de stockage de gaz naturel près d'Edson, en Alberta. L'installation d'Edson aura une capacité d'environ 50 milliards de pieds cubes et sera reliée au réseau de l'Alberta de TransCanada. L'installation devrait être mise en service durant le deuxième trimestre de 2006.

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

Gas Pacifico Gas Pacifico, gazoduc de 540 kilomètres, 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.

Aperçu du résultat net de l'entreprise de transport de gaz

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Gazoducs détenus en propriété exclusive			
Réseau principal au Canada	272	290	307
Réseau de l'Alberta	150	190	214
GTN ¹⁾	14		
Réseau de Foothills ²⁾	22	20	17
Réseau de la Colombie-Britannique	7	6	6
	465	506	544
Autres entreprises de transport de gaz			
Great Lakes	55	52	66
Iroquois	17	18	18
TC PipeLines, LP	16	15	17
Portland ³⁾	10	11	2
Ventures LP	15	10	7
TQM	8	8	8
CrossAlta	13	6	13
TransGas	11	22	6
Mise en valeur des régions nordiques	(6)	(4)	(6)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(18)	(22)	(22)
	121	116	109
Résultat net	586	622	653

- 1) TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004. Les montants dans le tableau reflètent la participation de 100 % de TransCanada dans le résultat net de GTN depuis la date d'acquisition.
- 2) Le 15 août 2003, TransCanada a fait l'acquisition du reste des participations dans le réseau de Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement. Les montants dans le tableau reflètent la quote-part de TransCanada dans le résultat net de Foothills avant l'acquisition et sa participation de 100 % par la suite.
- 3) TransCanada a haussé sa participation dans Portland pour la porter de 33,3 % à 43,4 % en septembre 2003, puis de 43,4 % à 61,7 % en décembre 2003. Les montants dans le tableau reflètent la quote-part de TransCanada dans le résultat net de Portland.

En 2004, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 586 millions de dollars, comparativement à 622 millions de dollars et à 653 millions de dollars respectivement en 2003 et 2002. La régression du bénéfice de 2003 à 2004 s'explique surtout par la baisse du résultat net des gazoducs détenus en propriété exclusive, en partie neutralisée par l'accroissement du résultat net des autres entreprises de transport de gaz. La baisse du résultat net des gazoducs détenus en propriété exclusive en 2004 provient principalement de la réduction de 40 millions de dollars du résultat net du réseau de l'Alberta, qui rend compte du fait que l'EUB a refusé certains coûts d'exploitation dans sa décision sur la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 et de sa décision, dans l'instance sur les coûts en capital

généraux, de permettre un rendement sur les capitaux propres en 2004 inférieur au taux de rendement implicite du règlement sur les besoins en produits conclu avec les parties prenantes en 2003. De plus, le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 18 millions de dollars en 2004 comparativement à celui de 2003, et ce, en raison du recul de la base tarifaire moyenne et du taux de rendement sur les capitaux propres permis. L'ajout de GTN a influé positivement sur le résultat net de 2004. La hausse du résultat net des autres entreprises de transport de gaz en 2004 provient principalement de l'accroissement du résultat de CrossAlta et de Ventures LP et du gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de Millennium, en partie annulés par l'incidence négative du recul du dollar américain.

D'une manière générale, la régression de 31 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz de 2002 à 2003 s'explique surtout par la hausse du résultat en 2002 compte tenu de la décision sur le rendement équitable de l'ONÉ en 2002 et des bases tarifaires inférieures en 2003.

TRANSPORT DE GAZ – ANALYSE DU RÉSULTAT

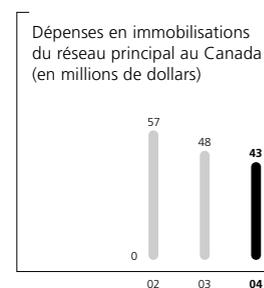
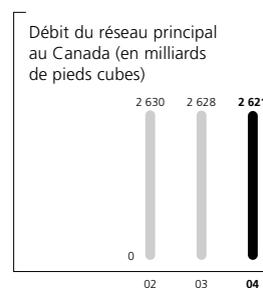
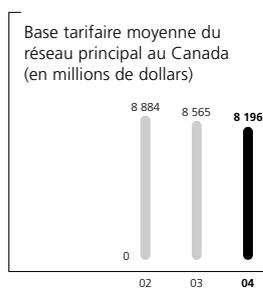
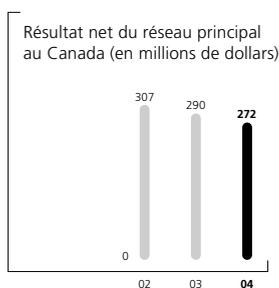
Réseau principal au Canada Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ. L'ONÉ détermine les droits, qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts de transport de gaz naturel projetés et procurent un rendement sur la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada. Les nouvelles installations doivent être approuvées par l'ONÉ avant le début des travaux de construction. Tout changement apporté à la base tarifaire, au taux de rendement sur les capitaux propres, au ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires ou à la possibilité de générer des revenus incitatifs se répercute sur le résultat net du réseau principal au Canada.

Le réseau principal au Canada de TransCanada a produit un résultat net de 272 millions de dollars en 2004, soit respectivement 18 millions de dollars et 35 millions de dollars de moins que le résultat de 2003 et 2002. Le recul du résultat net de 2003 à 2004 provient principalement de la baisse de la base tarifaire moyenne et du taux de rendement sur les capitaux propres permis. Le taux de rendement sur les capitaux propres approuvé par l'ONÉ a diminué, passant de 9,79 % en 2003 à 9,56 % en 2004. La régression du résultat net, qui est passé de 307 millions de dollars en 2002 à 290 millions de dollars en 2003, découle de l'incidence cumulée de la réduction de la base

tarifaire moyenne et de la constatation d'un résultat supplémentaire pour 2002 par suite de la décision sur le rendement équitable rendue par l'ONÉ en juin 2002. Cette décision prévoyait la majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui passait de 30 % à 33 % à partir du 1^{er} janvier 2001, et elle s'est traduite par un accroissement du résultat net de 16 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Ce montant a été constaté en 2002.

Réseau de l'Alberta Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de l'EUB principalement en vertu de la loi intitulée *Gas Utilities Act (Alberta)* (GUA) et de la loi intitulée *Pipeline Act (Alberta)*. Aux termes de la GUA, les prix, les droits ainsi que les autres charges et modalités de service doivent être approuvés par l'EUB.

Le résultat net s'est établi à 150 millions de dollars en 2004, soit 40 millions de dollars de moins qu'en 2003 et 64 millions de dollars de moins qu'en 2002. Ces reculs s'expliquent principalement par l'incidence des décisions rendues par l'EUB, en août 2004, au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 et, en juillet 2004, au sujet de l'instance sur les coûts en capital généraux. Dans sa décision sur la première phase de la demande tarifaire générale de 2004, l'EUB refusait de reconnaître des frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars au titre de l'exploitation du gazoduc. En outre, la décision au sujet des coûts en capital généraux a fait baisser le taux de rendement de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en 2004, comparativement au résultat implicite contenu dans les règlements négociés en 2003 et en 2002, qui comprenaient des besoins en produits fixes de 1,277 milliard de dollars et de 1,347 milliard de dollars,



respectivement, avant les rajustements extraordinaires. Le résultat net de 2004 rend compte d'un rendement de 9,60 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % approuvé dans la décision sur les coûts en capital généraux. La compression des frais d'exploitation a cependant permis d'effacer partiellement l'incidence défavorable des deux décisions de l'EUB sur le résultat net de 2004.

GTN GTN est assujettie à la réglementation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis, qui possède l'autorité de réglementer les tarifs pour le transport de gaz naturel entre les États. Le réseau de Gas Transmission Northwest et le réseau de North Baja sont tous deux exploités selon des modèles tarifaires fixes qui prévoient des taux maximaux et minimaux pour divers types de services stipulés par la FERC et en vertu desquels GTN est autorisée à accorder des rabais ou à négocier les taux sans pratiques discriminatoires. Le dernier dossier tarifaire pour le réseau de Gas Transmission Northwest a été déposé en 1994, puis réglé et approuvé par la FERC en 1996. La tarification pour le réseau de North Baja a été déterminée dans le décret initial de la FERC en 2002 homologuant la construction et l'exploitation du gazoduc. Le résultat net de GTN est soumis à l'incidence des variations des volumes livrés aux termes de divers types de services fournis ainsi que des variations des coûts de prestation du service de transport. Pour la période de deux mois terminée le 31 décembre 2004, le résultat net s'est élevé à 14 millions de dollars.

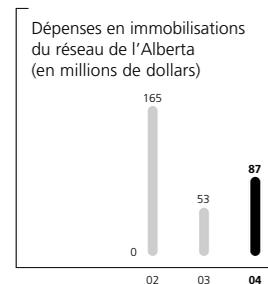
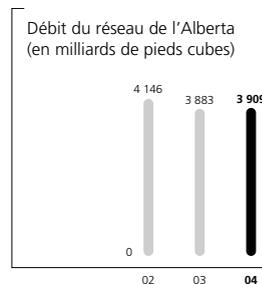
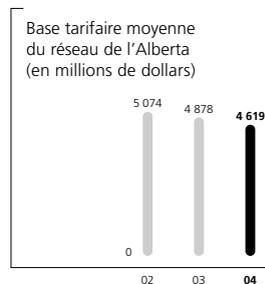
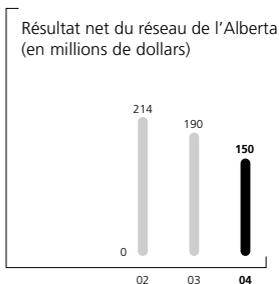
Autres entreprises de transport de gaz Les participations directes et indirectes de TransCanada dans différents gazoducs et entreprises de transport de gaz connexes sont incluses dans les résultats du groupe des autres entreprises de transport de gaz. Ce dernier

comprend en outre les activités liées à la recherche, par TransCanada, de nouveaux projets de pipelines et d'occasions apparentées au transport de gaz naturel à l'échelle de l'Amérique du Nord, y compris les réserves gazières des régions nordiques et le GNL.

Le résultat net des autres entreprises de transport de gaz de TransCanada s'est chiffré à 121 millions de dollars en 2004, comparativement à 116 millions de dollars et à 109 millions de dollars respectivement en 2003 et 2002. En 2004, le résultat net s'est accru de 5 millions de dollars comparativement à celui de 2003. Cette hausse s'explique par l'accroissement du résultat de CrossAlta en raison des conditions favorables sur le marché de stockage de gaz naturel en Alberta, par la hausse du résultat de Ventures LP par suite de l'achèvement d'une expansion en 2003 et par l'augmentation du résultat de Great Lakes compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme. De plus, un gain de 7 millions de dollars a été constaté à la vente de la participation de la société dans Millennium en 2004. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence du fléchissement du dollar américain et de l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien. Le résultat de 2003 rendait compte également d'un rajustement d'impôt positif de 11 millions de dollars relativement à TransGas.

TRANSPORT DE GAZ – OCCASIONS ET FAITS NOUVEAUX

Acquisition de GTN TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004 au prix d'environ 1,2 milliard de dollars US, y compris la dette d'environ 0,5 milliard de dollars US prise en charge. Cette acquisition s'inscrit dans le cadre de l'engagement à long terme qu'a pris TransCanada de desservir les marchés de la région du nord-ouest des États-Unis et de la Californie. La société



a réalisé des progrès en ce sens au cours des quelques dernières années grâce au prolongement de son réseau en Alberta et en Colombie-Britannique en 2002 et à l'acquisition, en 2003, du reste des participations dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement. GTN se compose de deux réseaux pipeliniers interétatiques : le réseau de Gas Transmission Northwest, gazoduc de 2 174 kilomètres prenant son origine à Kingsgate, en Colombie-Britannique, à la frontière entre cette province et l'État de l'Idaho, et se terminant à Malin, dans l'État de l'Oregon, à la frontière entre cet État et la Californie, et le réseau de North Baja, gazoduc de 128 kilomètres qui prend son point de départ à Ehrenberg, en Arizona, pour aboutir près d'Ogilby, en Californie, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Le réseau de North Baja est bien placé pour assurer des services de transport de gaz naturel à partir des installations de regazéification du GNL qu'on prévoit construire sur la côte du nord de la Basse-Californie, au Mexique.

Acquisition de Simmons En octobre 2004, TransCanada a fait l'acquisition de Simmons pour environ 22 millions de dollars. Les actifs acquis comprennent des canalisations de 380 kilomètres ainsi que des postes de mesurage et quatre unités de compression situés dans le nord de l'Alberta. Ce réseau a une capacité de débit d'environ 185 millions de pieds cubes par jour. Simmons dessert la région de Fort McMurray en gaz naturel depuis plusieurs points de raccordement le long du réseau de l'Alberta et à même la production reliée directement au gazoduc. L'exploitation soutenue des sables bitumineux devrait faire augmenter la demande de gaz naturel dans la région de Fort McMurray, puisque leur production fait appel au gaz naturel pour produire de l'hydrogène et de l'électricité et comme combustible.

Iroquois Les nouvelles installations dans le cadre du projet de prolongement d'Eastchester du gazoduc Iroquois sont entrées en exploitation commerciale en février 2004. Il s'agissait du premier grand gazoduc aménagé pour desservir la ville de New York depuis près de 40 ans. En janvier 2004, Iroquois a présenté une demande tarifaire à la FERC pour établir la tarification du prolongement d'Eastchester. En octobre 2004, la FERC a communiqué à Iroquois son approbation du règlement général, qui prévoit la mise en place d'un moratoire de huit ans sur la tarification

d'Eastchester. En plus d'obtenir une tarification garantie pour Eastchester, Iroquois a également négocié des ententes de tarification avec tous les expéditeurs initiaux dans le cadre du projet d'Eastchester.

Portland En août 2004, Portland a mis en œuvre un plan de restructuration aux termes duquel TransCanada se chargerait de toutes ses fonctions opérationnelles et administratives conformément aux contrats de services. La transition des fonctions s'est achevée en décembre 2004.

Approvisionnement En 2004, la croissance des approvisionnements du BSOC provenait principalement du nord-est de la Colombie-Britannique et du secteur centre-ouest des contreforts de l'Alberta. TransCanada a obtenu des volumes supplémentaires provenant de la découverte de Sierra en Colombie-Britannique, et ce, par le truchement du nouveau point de réception d'Ekwan et des approvisionnements supplémentaires de la nouvelle découverte de Cutbank Ridge, en Colombie-Britannique. En Alberta, TransCanada a obtenu des volumes supplémentaires dans le secteur central des contreforts ainsi que des approvisionnements non classiques à partir des réserves de méthane des gisements houillers, principalement à Horseshoe Canyon dans le centre de l'Alberta, entre Edmonton et Calgary. TransCanada continue de déployer des efforts afin de raccorder ces approvisionnements le plus économiquement et plus rapidement possible pour permettre à ses clients de tirer parti des prix avantageux pour le gaz naturel. TransCanada poursuivra sa croissance en recherchant les occasions de raccorder des approvisionnements gaziers supplémentaires.

Marchés de la région de l'Ouest TransCanada continue de cibler les occasions de croissance sur les marchés gaziers existants et les marchés naissants. En 2004, TransCanada a maintenu sa stratégie axée sur la prestation rentable de services de livraison supplémentaires pour le marché en plein essor de Fort McMurray, en Alberta. L'acquisition de Simmons a été approuvée par l'EUB, et les coûts d'acquisition de ces actifs ont été ajoutés à la base tarifaire du réseau de l'Alberta. Par ailleurs, le nouvel accord de prestation de services de transport entre Ventures LP et le réseau de l'Alberta a été approuvé, et ces services de transport sont assurés depuis le 1^{er} octobre 2004.

TransCanada a aussi négocié une entente avec Husky Oil pour des services de transport sur le pipeline de Kearl Lake, ce qui fournira au réseau de l'Alberta une capacité de débit supplémentaire de 110 millions de pieds cubes par jour. La croissance accélérée de la production des sables bitumineux à Fort McMurray a également alimenté l'expansion du secteur du raffinage à l'est d'Edmonton. Par conséquent, TransCanada a négocié une entente avec ATCO Pipelines (ATCO), ce qui lui permettra d'assurer des services de livraison supplémentaires pour le marché industriel à l'est d'Edmonton. La demande tarifaire générale de 2005 comprend les ententes de services de transport conclues avec Husky pour Kearl Lake et avec ATCO.

Marchés de la région de l'Est La demande de gaz naturel demeure forte sur les marchés de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis, tel qu'en témoignent les résultats de plusieurs appels de soumissions pour le réseau principal au Canada de TransCanada. La production d'électricité demeure le principal inducteur de la demande de gaz naturel accrue dans ces marchés. Les projets énergétiques en Ontario et au Québec exigent des volumes importants de gaz naturel supplémentaire.

Le comportement des clients continue de confirmer la nécessité de repositionner les services de transport à grande distance sur les services à courte distance, et TransCanada veut répondre aux besoins de ces marchés. Pour ce faire, TransCanada a proposé un nouveau point de livraison contractuel près de North Bay, en Ontario, pour offrir une souplesse accrue à ses clients. Par suite de l'approbation de la demande au sujet de la JNB par l'ONÉ en 2004, les expéditeurs bénéficieront d'une nouvelle option contractuelle pour de courtes distances.

Mise en valeur des régions nordiques En 2004, TransCanada a continué de s'intéresser activement aux occasions de transporter le gaz naturel du delta du Mackenzie et du versant nord de l'Alaska vers les marchés nord-américains.

TransCanada, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie et l'APG ont conclu, en juin 2003, des accords de financement et de participation qui ont assuré la participation de TransCanada au projet de gazoduc de la vallée du MacKenzie et permis à l'APG

d'obtenir une participation au droit de propriété. Ce 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. TransCanada a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Ce montant est actuellement évalué à environ 90 millions de dollars. Le prêt serait remboursé sur la quote-part des revenus pipeliniers futurs disponibles revenant à l'APG. TransCanada a fourni 26 millions de dollars aux termes de ce prêt en 2004, pour un total de 60 millions de dollars au 31 décembre 2004. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet. Selon les modalités de l'accord, TransCanada a la possibilité d'acquiescer immédiatement une participation dans le gazoduc, soit jusqu'à concurrence de 5 % au moment de la construction. TransCanada obtient également certains droits de premier refus pour l'acquisition de 50 % de tout désinvestissement de partenaires actuels et le droit d'obtenir une participation de un tiers dans tous les projets d'expansion lorsque l'APG aura atteint sa part de un tiers, les producteurs et l'APG se partageant le reste.

En octobre 2004, Pétrolière Impériale Ressources a présenté des demandes sollicitant l'obtention des principales approbations réglementaires pour le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie, demandes qui ont été soumises aux conseils, groupes et organismes responsables d'évaluer et de réglementer les projets d'aménagement énergétique dans les Territoires du Nord-Ouest. Le dépôt de ces documents marque une étape importante de la phase de définition de projet. TransCanada continuera d'appuyer le projet conformément aux diverses ententes de projet conclues et de contribuer à la mise en liaison des ressources gazières de la vallée du Mackenzie avec le réseau de l'Alberta.

En 2004, 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 gazoduc de la route de l'Alaska. En juin 2004, TransCanada a présenté une demande en vertu de la *Stranded Gas Development Act* de l'Alaska et a demandé à l'État de reprendre le traitement de sa demande, en suspens depuis longtemps, au sujet d'une concession pour l'emprise sur les terres de l'État. Une fois la demande

de concession pour l'emprise approuvée, TransCanada serait disposée à transférer la concession à une autre entité si cette dernière était disposée à se raccorder au réseau de gazoducs de TransCanada. Tout transfert de la concession exigerait une entente d'interconnexion avec TransCanada à la frontière de l'Alaska et du Yukon. La demande de TransCanada est l'une de trois demandes actuellement à l'étude par l'État.

Foothills détient le droit prioritaire de construire, de posséder et d'exploiter le premier gazoduc acheminant le gaz de l'Alaska en passant par le territoire canadien. Ce droit a été conféré à Foothills en vertu de la LPN à la suite d'une longue audience par appel d'offres de l'ONÉ vers la fin des années 1970, qui a donné lieu à une décision favorable en faveur de Foothills. La LPN préconise un régime de réglementation intégré réservé exclusivement à Foothills. Cette dernière y a fait appel pour construire en Alberta des installations qui constituent un tronçon préalable dans le cadre du projet de gazoduc de la route de l'Alaska, et pour aménager cinq prolongements à ce tronçon, le dernier en 1998. La réalisation des travaux aux termes de la LPN devrait assurer la mise en service du projet dans les meilleurs délais.

GNL En septembre 2004, TransCanada et Petro-Canada ont signé un protocole d'entente en vue de construire une installation de gaz naturel liquéfié (GNL) à Cacouna, au Québec (Énergie Cacouna). TransCanada et Petro-Canada seront propriétaires à parts égales de l'installation. TransCanada assurera l'exploitation de l'installation tandis que Petro-Canada conclura un contrat pour toute la capacité et fournira le GNL. L'installation permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé et d'expédier annuellement environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Le coût des travaux de construction est évalué à 660 millions de dollars. La construction de l'installation est assujettie à l'obtention des approbations réglementaires des gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux, ce qui devrait exiger environ deux ans. Sous réserve de l'obtention des approbations requises, l'installation devrait entrer en service vers la fin de la présente décennie.

En novembre 2004, TransCanada et Shell US Gas & Power LLC (Shell) ont annoncé des plans d'aménager conjointement une installation marine de regazéification

du GNL, Broadwater Energy, dans les eaux de l'État de New York dans le détroit de Long Island. L'unité flottante de stockage et de regazéification proposée serait située à environ 15 kilomètres au large de la côte de Long Island et à 18 kilomètre au large de la côte du Connecticut. Le terminal permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé et d'expédier environ un milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour. Broadwater Energy LLC, entité dont TransCanada sera propriétaire à 50 %, détiendra et exploitera l'installation. Shell conclura un contrat pour toute la capacité et fournira le GNL. Le coût des travaux de construction est évalué à environ 700 millions de dollars US. La construction de l'installation doit être approuvée par les gouvernements fédéral et étatiques des États-Unis. Le processus d'approbation réglementaire devrait prendre de deux à trois ans. TransCanada et Shell ont déposé auprès de la FERC une demande visant à procéder à un examen public de la proposition de Broadwater d'une durée de six à neuf mois. Sous réserve de l'obtention des approbations requises, l'installation devrait entrer en service vers la fin de 2010.

À l'occasion d'un référendum tenu en mars 2004, les résidents de Harpswell, dans l'État du Maine, ont voté contre la location d'un emplacement détenu par la ville pour l'aménagement de l'installation de regazéification du GNL de Fairwinds. Par conséquent, TransCanada et son partenaire, ConocoPhillips Company, ont mis fin aux travaux dans le cadre de ce projet de GNL.

Stockage de gaz naturel En septembre 2004, TransCanada a conclu des contrats à long terme, à compter du deuxième trimestre de 2005, pour environ 20 milliards de pieds cubes de capacité supplémentaire de stockage de gaz naturel en Alberta. La capacité visée par des contrats augmentera pour passer d'environ 30 milliards de pieds cubes en 2006 à environ 40 milliards de pieds cubes en 2007.

En janvier 2005, TransCanada a annoncé l'aménagement d'une installation de stockage de gaz naturel de 200 millions de dollars près d'Edson, en Alberta. L'installation d'Edson aura une capacité d'environ 50 milliards de pieds cubes et sera reliée au réseau de l'Alberta de TransCanada. Elle devrait pouvoir fournir, à compter du deuxième trimestre de 2006, une capacité de stockage qui augmentera progressivement.

Ces projets, alliés à ses investissements dans l'installation de stockage de gaz naturel de CrossAlta, permettent à TransCanada d'être bien placée pour devenir l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Une fois l'installation d'Edson terminée, TransCanada détiendra ou contrôlera plus de 110 milliards de pieds cubes, soit environ le tiers de la capacité de stockage alors disponible en Alberta. Les facteurs fondamentaux qui caractérisent la demande sur le marché du stockage de gaz naturel sont très positifs. Le déséquilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord est à la source de la volatilité du prix du gaz naturel, ce qui suscite une demande de services de stockage. TransCanada croit que le stockage de gaz naturel en Alberta continuera de répondre aux besoins du marché et pourrait jouer un rôle plus prépondérant lorsque les ressources gazières des régions nordiques seront mises en liaison avec les marchés nord-américains.

Oléoduc En février 2005, TransCanada a annoncé qu'elle proposait un projet d'oléoduc de 1,7 milliard de dollars US permettant de transporter quotidiennement environ 400 000 barils de pétrole brut de l'Alberta à destination de l'Illinois. Le projet proposé, du nom de Keystone, s'étendrait sur environ 3 000 kilomètres. Outre la construction d'un nouveau pipeline, le projet nécessiterait la conversion d'un tronçon de canalisations d'une longueur d'environ 1 240 kilomètres faisant partie des réseaux de gazoducs multi-lignes de TransCanada en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba.

TransCanada continuera de rencontrer les producteurs pétroliers, les raffineurs et les groupes de l'industrie, y compris l'Association canadienne des producteurs pétroliers, pour déterminer s'il existe un intérêt et un appui supplémentaires pour Keystone. Les entretiens préliminaires avec les parties prenantes, y compris les collectivités, les fonctionnaires et les propriétaires fonciers tout le long du tracé proposé, ont débuté. TransCanada présentera les demandes nécessaires aux organismes de réglementation lorsque le projet aura reçu l'appui requis des producteurs pétroliers et des expéditeurs. TransCanada devra obtenir diverses approbations réglementaires auprès d'organismes canadiens et américains avant de pouvoir entreprendre les travaux de construction.

Les activités de TransCanada consistent à relier les approvisionnements énergétiques aux marchés, et il s'agit pour la société d'un autre moyen de fournir un précieux service à ses clients. La conversion d'un des gazoducs de la société pour le transport de pétrole est un moyen novateur et économique de réagir au besoin de nouveaux pipelines pour faire face à la croissance prévue de la production de pétrole brut au Canada au cours de la prochaine décennie.

TRANSPORT DE GAZ – FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

En 2004, les principales activités de réglementation de TransCanada ont inclus l'appel interjeté auprès de la Cour d'appel fédérale de la décision rendue par l'ONÉ en février 2003 au sujet de la demande d'examen et de modification présentée par TransCanada en septembre 2002 quant à la décision rendue en juin 2002 sur le rendement équitable pour le réseau principal au Canada en 2001 et 2002, l'instance de l'EUB sur le taux de rendement général sur les capitaux propres, la demande de 2004, les première et deuxième phases de la demande tarifaire générale de 2004 pour le réseau de l'Alberta et l'instance sur la JNB. TransCanada a également déposé les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire de 2005 pour le réseau de l'Alberta. Le 24 février 2005, TransCanada a informé l'EUB qu'un accord de principe pour le réseau de l'Alberta avait été conclu avec les parties aux négociations et a sollicité une exclusion temporaire du calendrier réglementaire établi pour la décision au sujet de la demande tarifaire générale de 2005, soit jusqu'à ce que l'accord envisagé soit finalisé. Le 25 février 2005, l'EUB a acquiescé à cette demande. En février 2005, TransCanada a conclu un règlement avec les expéditeurs utilisant le réseau principal au Canada au sujet des droits de 2005.

Réseau principal au Canada En février 2003, l'ONÉ a refusé la demande d'examen et de modification de la décision sur le rendement équitable présentée par TransCanada en septembre 2002. TransCanada soutient que la décision sur le rendement équitable rendue en juin 2002 ne reconnaissait pas les risques commerciaux à long terme inhérents au réseau principal au Canada, ce qui a incité TransCanada à en appeler de cette

décision auprès de la Cour d'appel fédérale. En mai 2003, la Cour d'appel fédérale a accordé à TransCanada l'autorisation de porter en appel la décision rendue par l'ONÉ en février 2003. En avril 2004, la Cour d'appel fédérale a débouté TransCanada, qui avait interjeté appel de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande d'examen et de modification du rendement équitable de TransCanada, mais elle a avalisé l'interprétation que TransCanada faisait de la loi pour ce qui est de la détermination d'un rendement équitable par l'ONÉ.

En septembre 2003, TransCanada avait déposé une demande prévoyant la définition d'un nouveau point de réception et de livraison près de la JNB pour mieux répondre aux exigences du marché. En décembre 2004, l'ONÉ a fait connaître sa décision d'approuver la JNB en tant que nouveau point de livraison contractuel.

En janvier 2004, TransCanada a présenté à l'ONÉ sa demande de 2004, qui sollicitait l'approbation d'un taux de rendement de 11 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Puisque l'appel auprès de la Cour d'appel fédérale au sujet des questions de rendement était toujours en suspens, l'ONÉ a décidé d'étudier la demande dans le cadre d'une instance en deux phases, la première phase prévoyant l'examen de toutes les questions exception faite du coût en capital. Dans sa décision au sujet de la première phase rendue en septembre 2004, l'ONÉ a approuvé la presque totalité des éléments de la demande portant sur les coûts sollicités ainsi que le nouveau service FT-NR. Après que la Cour d'appel fédérale ait débouté TransCanada, qui avait interjeté appel en avril 2004, la société a révisé sa demande en fonction d'un taux de rendement sur les capitaux propres de 9,56 % fondé sur la formule générale de calcul du taux de rendement sur les capitaux propres de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'ONÉ a étudié le coût en capital durant la deuxième phase de l'instance, qui a débuté en 2004 et qui se poursuit en 2005. Une décision est attendue au deuxième trimestre de 2005.

En novembre 2004, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a présenté à l'ONÉ une demande d'examen et de modification de sa décision, durant la première phase, d'approuver les droits pour le service FT-NR d'une manière pouvant donner lieu à des soumissions, permettre à TransCanada d'inclure tous les

coûts projetés de rémunération incitative à long terme dans le coût du service pour 2004 et lui permettre de récupérer, par le truchement de la tarification, certains coûts réglementaires et juridiques liés aux instances d'examen et d'appel.

Le 18 février 2005, après avoir examiné s'il existait un doute au sujet de la pertinence de sa décision à cet effet, l'ONÉ a décidé de revoir sa décision au sujet des droits à imputer pour le service FT-NR. L'ONÉ a également décidé de ne pas examiner sa décision au sujet de l'inclusion des coûts réglementaires et juridiques contestés dans les droits visés. À la demande de l'ACPP, l'ONÉ a différé son examen de sa décision au sujet des coûts de rémunération incitative à long terme. L'étape suivante pour l'ONÉ sera d'évaluer les mérites de confirmer, de modifier ou d'infirmer sa décision au sujet des droits pour le service FT-NR.

Le 14 février 2005, TransCanada a annoncé qu'une entente au sujet des droits de 2005 avait été conclue avec les expéditeurs utilisant le réseau principal au Canada. Le règlement prévoit pour 2005 des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration de 169,5 millions de dollars, soit un chiffre comparable à celui de 2004. Toute variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réels en 2005 et ceux prévus dans le règlement seront à la charge de TransCanada. Tous les autres coûts compris dans les besoins en produits de 2005 seront imputés à l'exercice. En outre, le taux de rendement sur les capitaux propres pour le réseau principal au Canada sera de 9,46 % en 2005, selon la formule utilisée par l'ONÉ pour le calcul du taux de rendement général sur les capitaux propres, et le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en ce qui a trait à la structure du capital du réseau principal au Canada pour 2005 sera fondé sur la décision rendue récemment par l'ONÉ à l'issue de l'audience sur les coûts en capital du réseau principal au Canada pour 2004, sous réserve des résultats des demandes d'examen ou d'appels, s'il en est.

Réseau de l'Alberta En juillet 2003, TransCanada et d'autres services publics ont déposé une preuve dans le cadre de l'audience sur les coûts en capital généraux de l'EUB. Dans cette demande, TransCanada sollicitait un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 % pour le réseau de l'Alberta en 2004. En juillet 2004, l'EUB a fait connaître

sa décision sur les coûts en capital généraux. Dans cette décision, l'EUB a établi le taux de rendement général sur les capitaux propres à 9,60 % pour tous les services publics de l'Alberta en 2004 et le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires à 35 % pour le réseau de l'Alberta. L'EUB a décidé que le taux de rendement général sur les capitaux propres sera rajusté de 75 % de la variation du taux des obligations du gouvernement du Canada à long terme, ce qui est conforme à l'approche préconisée par l'ONÉ. De plus, l'EUB a indiqué que l'examen du mécanisme de rajustement du taux de rendement sur les capitaux propres n'aurait pas lieu avant 2009, à moins que le taux de rendement sur les capitaux propres résultant de l'application de la formule de calcul soit inférieur à 7,6 % ou supérieur à 11,6 %. L'EUB prévoit par ailleurs que la structure du capital ne serait modifiée que s'il survenait un changement important pour ce qui est du risque d'investissement.

En août 2004, TransCanada a reçu la décision de l'EUB sur la première phase de la demande tarifaire générale de 2004, qui renfermait les preuves à l'appui de la base tarifaire et des besoins en produits sollicités. L'EUB approuvait des taux d'amortissement qui ont donné lieu à un taux d'amortissement composé de 4,05 % en 2004, l'achat de Simmons et la récupération des coûts liés aux arrangements de transport en vigueur pour les réseaux de Foothills, Simmons et Ventures LP. Dans sa décision, l'EUB refusait cependant certains frais d'exploitation et coûts en capital.

En septembre 2004, TransCanada a présenté à la Cour d'appel de l'Alberta une demande d'autorisation de porter en appel la décision de l'EUB au sujet de la première phase de la demande tarifaire de 2004 qui refusait la déduction des coûts de rémunération incitative sollicitée. Dans sa décision, l'EUB refusait la déduction de frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars (avant impôts), montant qui comprend la déduction demandée de 19 millions de dollars au titre des coûts de rémunération incitative. TransCanada croit que la décision de l'EUB de refuser l'inclusion de ces coûts dans les besoins en produits est attribuable à des erreurs de droit. La société croit qu'il lui est nécessaire d'engager de tels coûts raisonnables et prudents pour l'exploitation sécuritaire, fiable et efficiente du réseau de l'Alberta. À la demande de TransCanada, la Cour

d'appel a ajourné l'appel pour une période indéfinie pendant que TransCanada évalue les mérites de présenter à l'EUB une demande d'examen et de modification au sujet des coûts de 2004 et tente de négocier un règlement avec ses clients au sujet des droits futurs.

En octobre 2004, l'EUB a approuvé la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2004, qui visait principalement la conception tarifaire et les services. L'EUB a également exigé de TransCanada qu'elle dépose les documents de la deuxième phase de la demande tarifaire générale de 2005 au plus tard le 1^{er} avril 2005 pour examiner certaines questions de ventilation des coûts relativement à la conception du tarif.

En décembre 2004, TransCanada a déposé, auprès de l'EUB, les documents de la première phase de la demande tarifaire générale de 2005. Le 24 février 2005, TransCanada a informé l'EUB qu'un accord de principe pour le réseau de l'Alberta avait été conclu avec les parties aux négociations et a sollicité une exclusion temporaire du calendrier réglementaire établi pour la décision au sujet de la demande tarifaire générale de 2005, soit jusqu'à ce que l'accord envisagé soit finalisé. Le 25 février 2005, l'EUB a acquiescé à cette demande.

TRANSPORT DE GAZ – 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 gazoducs ayant accès aux réserves du BSOC, qui s'approche de plus en plus de la maturité, et aux marchés desservis par TransCanada. En outre, les contrats de transport qui continuent d'arriver à échéance ont entraîné des réductions marquées de capacité garantie sous contrat pour le réseau principal au Canada et le réseau de l'Alberta.

Selon les données de décembre 2003, les réserves gazières découvertes du BSOC sont évaluées à 55 billions de pieds cubes, et le ratio des réserves par rapport à la production, au rythme de production actuel, est de près de neuf ans. Par le passé, des réserves supplémentaires étaient découvertes régulièrement, et elles contribuaient à maintenir le ratio des réserves à la production à environ neuf ans. Les prix du gaz naturel dans l'avenir

devraient être supérieurs aux moyennes historiques à long terme en raison de la très faible marge entre l'offre et la demande, ce qui devrait encourager les activités d'exploration et de production dans le BSOC. Cependant, il est prévu que les approvisionnements du BSOC afficheront une croissance presque nulle par rapport aux niveaux actuels. Compte tenu de l'accroissement de la capacité de débit des gazoducs que TransCanada détient partiellement ou en propriété exclusive au cours des dix dernières années et de la concurrence suscitée par d'autres gazoducs, alliés à l'accroissement marqué de la demande de gaz naturel en Alberta, TransCanada prévoit qu'il existera, dans un avenir prévisible, une capacité pipelinère excédentaire en provenance du BSOC.

Le réseau de l'Alberta de TransCanada fournit dans le BSOC la majeure partie de la capacité de collecte et de transport du gaz naturel destiné à l'exportation, puisqu'il est raccordé à la plupart des usines à gaz de l'Alberta et qu'il achemine le gaz naturel provenant de ces usines à destination du marché intérieur et des marchés d'exportation. Le réseau de l'Alberta a pour principal concurrent le réseau d'Alliance, un gazoduc qui s'étend du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à la région de Chicago pour les livraisons en provenance de l'Alberta destinées à l'exportation. En outre, le réseau de l'Alberta a fait face, et continuera de faire face, à une concurrence croissante d'autres gazoducs.

Le réseau principal au Canada, soit le gazoduc transcontinental de TransCanada, dessert le marché du centre-ouest et de l'est du Canada et des États-Unis. La demande de gaz naturel sur les principaux marchés de TransCanada dans l'Est devrait continuer sa progression, plus particulièrement pour répondre aux besoins croissants des centrales électriques alimentées au gaz naturel. Bien qu'il soit possible d'augmenter la part détenue sur les marchés canadiens et les marchés d'exportation aux États-Unis, TransCanada fait face à des concurrents de taille dans ces régions. Les consommateurs du nord-est des États-Unis ont accès à une panoplie de gazoducs 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 gazoducs régionaux qui ont accès aux approvisionnements de l'Ouest canadien, du Canada Atlantique et des États-Unis.

Pour le réseau principal au Canada, force est de constater des réductions des contrats de service FT à longue distance. Ces réductions ont cependant été en partie annulées par la hausse des contrats de service à courte distance. Bien que la réduction du débit n'influe pas directement sur le résultat du réseau principal au Canada, elle se répercute sur la compétitivité de ses droits. À court et moyen terme, il existe des possibilités limitées de réduire les droits en rehaussant les volumes transportés sur de grandes distances par le réseau principal au Canada.

Le réseau de Gas Transmission Northwest doit rivaliser avec d'autres gazoducs tant pour l'accès aux approvisionnements de gaz naturel que pour l'accès aux marchés. La capacité de transport de gaz naturel du réseau de Gas Transmission Northwest permet aux clients d'avoir accès aux approvisionnements de gaz naturel provenant principalement du BSOC et permet de desservir des marchés situés dans la région du nord-ouest des États-Unis, au Nevada et en Californie. Ces trois marchés peuvent également avoir accès à des approvisionnements provenant non seulement du BSOC, mais aussi d'autres bassins concurrents. Par le passé, le prix des approvisionnements de gaz naturel provenant du BSOC transportés par le réseau de Gas Transmission Northwest était concurrentiel par rapport au gaz naturel provenant d'autres bassins d'approvisionnement desservant ces marchés. Les approvisionnements de gaz naturel en provenance du BSOC et transportés par le réseau de Gas Transmission Northwest rivalisent, sur le marché de la Californie et du Nevada, avec ceux provenant des bassins d'approvisionnement de la région des Rocheuses et du sud-ouest des États-Unis. Dans la région du nord-ouest des États-Unis, les approvisionnements de gaz naturel véhiculés par le réseau de Gas Transmission Northwest rivalisent avec ceux de la région des Rocheuses ainsi qu'avec les approvisionnements supplémentaires de l'Ouest canadien transportés par le gazoduc Northwest de Williams.

Les services de transport assurés par le réseau de North Baja permettent d'avoir principalement accès aux approvisionnements gaziers du bassin permien, situé dans l'ouest du Texas et le sud-est du Nouveau-Mexique, et du bassin San Juan, situé principalement dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique et au Colorado. Le réseau de North Baja assure la livraison de gaz au pipeline

Gasoducto Bajanorte, à la frontière entre la Californie et le Mexique, qui dessert les marchés du nord de la Basse-Californie, au Mexique. Bien qu'il n'existe actuellement aucune concurrence directe pour la livraison de gaz naturel à destination des marchés d'aval du réseau de North Baja, le gazoduc pourrait devoir concurrencer avec le mazout, combustible de remplacement du gaz naturel pour l'exploitation de certaines centrales électriques situées dans le nord de la Basse-Californie. Les marchés desservis par le réseau de North Baja sont situés à proximité des zones d'intérêt des entreprises de mise en valeur du GNL, qui voudraient peut-être alimenter cette région en gaz naturel de source étrangère.

Risque financier Les décisions des organismes de réglementation continuent d'influer considérablement sur le rendement financier des investissements actuels et futurs dans les gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada au Canada. Les taux de rendement financier approuvés qui défavorisent des investissements supplémentaires dans les réseaux de gazoducs en exploitation au Canada demeurent une source d'inquiétude pour TransCanada. TransCanada a sollicité un rendement de 11 % sur un ratio présumé de l'avoir des actionnaires ordinaires de 40 % dans la demande de 2004 pour le réseau principal au Canada qu'elle a présentée à l'ONÉ ainsi que dans la demande sur les coûts en capital généraux pour le réseau de l'Alberta qu'elle a soumise à l'EUB. Dans sa décision sur les coûts en capital généraux, l'EUB a établi un taux de rendement général sur les capitaux propres de 9,60 % pour tous les services publics albertains en 2004 et un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % pour le réseau de l'Alberta. À la suite de la décision de la Cour d'appel fédérale, TransCanada a révisé sa demande de 2004 pour tenir compte d'un taux de rendement de 9,56 % fondé sur la formule de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Les délibérations de l'ONÉ sur la demande de 2004 en ce qui a trait à ces questions sont en cours, et une décision est attendue durant le deuxième trimestre de 2005.

La société a connaissance de l'opinion des agences d'évaluation du crédit sur le contexte réglementaire canadien et partage leurs inquiétudes. Les investisseurs accordent une importance de plus en plus marquée aux cotes de crédit et à la solvabilité. Compte tenu

de l'évolution du contexte réglementaire canadien, certains prétendent que la politique canadienne actuelle en matière de réglementation érode la capacité financière des services publics, ce qui pourrait, à longue échéance, rendre l'accès aux capitaux à des modalités raisonnables de plus en plus difficile pour les sociétés de services publics.

Change TransCanada bénéficie du résultat produit par GTN ainsi que d'un montant important du résultat des autres entreprises de transport de gaz, qui est généré en dollars US. La performance du dollar canadien comparativement au dollar américain peut influencer sur le résultat du secteur Transport de gaz, tant positivement que négativement.

Risque lié au débit À l'expiration des contrats de Great Lakes, Northern Border et GTN, ces gazoducs seront davantage exposés au risque lié au débit, et leurs produits d'exploitation fluctueront probablement davantage. Le risque lié au débit découle de la disponibilité des approvisionnements, de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, des gazoducs concurrents et du prix des combustibles de remplacement.

Réglementation Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de l'EUB. Les autres gazoducs canadiens, exception faite de Ventures LP, sont assujéti à la réglementation de l'ONÉ. Les gazoducs que la société détient partiellement et en propriété exclusive aux États-Unis sont assujéti à la réglementation de la FERC. Ces organismes de réglementation approuvent les taux de rendement des capitaux propres, les coûts du service, la structure du capital, les droits et les prolongements de réseau respectifs.

TRANSPORT DE GAZ – DIVERS

Excellence opérationnelle TransCanada a maintenu son engagement au titre de l'excellence opérationnelle en 2004. La société a déployé des efforts pour être mieux en mesure d'assurer des services fiables, à faibles coûts et adaptés aux besoins de sa clientèle. Cette stratégie, espère-t-elle, lui permettra de devenir l'entreprise de choix des clients qui souhaiteront se brancher aux nouveaux approvisionnements et marchés gaziers.

En 2004, la rationalisation des travaux d'entretien et des services de livraison a permis à TransCanada de réduire ses frais d'exploitation et d'entretien. La société a atteint ses objectifs de gestion des gaz à effet de serre. Par ailleurs, TransCanada a affiché un rendement élevé d'exploitation de ses installations, tel qu'en atteste le nombre de jours d'exploitation parfaits pour le réseau principal au Canada et le réseau de l'Alberta.

En 2004, TransCanada s'est distinguée par l'excellence des services aux clients en inaugurant « Customer Express », un site Web qui renferme des renseignements commerciaux et leur est spécialement destiné. Ce site fait partie intégrante du site Web de TransCanada et permet aux clients d'accéder plus efficacement aux renseignements commerciaux requis pour prendre des décisions de transport. Les commentaires des clients indiquent que le nouveau site Web a été très bien reçu. Par ailleurs, en collaboration avec ses clients, la société a offert, dans le cadre d'un projet pilote d'un an débutant le 1^{er} novembre 2004, un nouveau service de transport garanti à longue distance (FT-RAM). Le service FT-RAM a pour but de limiter les charges liées à la demande inutilisée et de fournir une souplesse accrue pour conserver les contrats de service FT et en conclure de nouveaux.

En 2005, l'accroissement de l'efficacité, la fiabilité opérationnelle et le rendement en matière d'environnement et de sécurité mériteront de nouveau l'attention de TransCanada. Les programmes de gestion des émissions de gaz à effet de serre continueront de faire l'objet d'une attention exclusive. Des efforts supplémentaires seront déployés en 2005 pour améliorer la fiche de sécurité des entrepreneurs.

Sécurité En 2004, 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. La fiche de sécurité des pipelines de la société en 2004 est excellente, et il n'y a eu aucune rupture de canalisation ni autres incidents graves. Selon les modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs n'influent pas négativement sur le résultat. En 2005, la société prévoit engager environ 70 millions de dollars pour l'intégrité des gazoducs qu'elle détient en propriété exclusive, un montant comparable à celui affecté en 2004.

TransCanada a recours à un système de gestion rigoureuse des risques qui préconise l'affectation de fonds aux questions et aux secteurs ayant la plus grande incidence sur le maintien et l'accroissement de la fiabilité et de la sécurité des réseaux de gazoducs.

Environnement En 2004, TransCanada a, comme elle le faisait auparavant, déployé des efforts pour rehausser la protection de l'environnement dans le cadre de ses programmes dynamiques d'échantillonnage, de restauration des sites et de surveillance. Les postes de compression le long du réseau de l'Alberta ont fait l'objet d'une évaluation en vertu du programme d'évaluation, de restauration et de surveillance des emplacements de la société. En 2004, TransCanada a investi des fonds pour améliorer les mesures de protection de l'environnement. Ce programme permet d'évaluer activement et de tenter de résoudre les problèmes environnementaux, et il sera maintenu en vigueur dans l'avenir. De plus, la désaffectation de six postes de compression le long du réseau principal au Canada et de deux postes de compression en Alberta durant 2004 a effectivement permis de remettre en état chacun des emplacements.

La rubrique « Gestion des risques » présente des renseignements supplémentaires sur la gestion des risques liés à l'entreprise de transport de gaz.

TRANSPORT DE GAZ – PERSPECTIVES

L'entreprise de transport de gaz de TransCanada assure depuis longtemps à ses clients une capacité pipelinère permettant l'accès aux marchés et la mise en liaison des approvisionnements gaziers. Au fil de l'évolution des marchés et de l'intensification de la concurrence, l'entreprise de transport de gaz a continué de fournir à ses clients des produits et des services adaptés aux besoins du marché, des structures de coûts concurrentielles et une fiabilité inégalée.

TransCanada continue de s'intéresser activement aux occasions d'aménagement et d'acquisition d'oléoducs, de gazoducs et d'installations de transport de gaz connexes en Amérique du Nord, lorsque ces occasions découlent d'une forte demande des clients et de facteurs économiques favorables. La société continuera d'évaluer les options selon une démarche disciplinée pour maintenir son avantage financier.

À l'échelle mondiale, les événements géopolitiques auront des répercussions sur l'ampleur de l'exploitation des approvisionnements gaziers actuels et futurs. Cet état de fait pourrait influencer directement sur TransCanada, compte tenu de ses projets d'expansion d'installations déjà en place en Amérique du Nord et de sa participation à l'élaboration de solutions de rechange pour le transport de gaz naturel, lorsque les producteurs auront accès aux réserves gazières des régions nordiques et du Canada Atlantique.

TransCanada est déterminée à jouer un rôle de premier plan dans la mise en valeur des réserves gazières des régions nordiques. De nombreuses questions doivent être réglées avant que ce projet puisse aller de l'avant, mais TransCanada possède des avantages, y compris son savoir-faire en matière de conception, de construction et d'exploitation de canalisations à grand diamètre en climat froid. TransCanada est également le plus important exploitant de postes de compression à turbine à gaz à grande capacité. La société possède et exploite l'un des réseaux de gazoducs télécommandés les plus vastes et les plus perfectionnés du monde, et sa fiche de sécurité et de fiabilité est très éloquent. Voilà pourquoi la société est bien placée pour assumer un rôle décisif au moment d'amener le gaz des régions nordiques sur le marché.

En 2005, la société demeurera axée sur l'accroissement de l'efficacité dans tous les secteurs d'exploitation, tout en continuant d'accorder une grande importance à l'excellence opérationnelle et de tirer parti des progrès technologiques. Par ailleurs, TransCanada maintiendra sa collaboration avec toutes les parties prenantes en vue de négocier des règlements et de concevoir des services qui rehausseront la valeur de son entreprise pour les clients et les actionnaires.

Au fur et à mesure que l'équilibre entre l'offre et la demande se resserrera, les producteurs devront explorer et mettre en valeur de nouveaux gisements, plus particulièrement dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans le secteur central des contreforts de l'Alberta, ainsi que de nouvelles sources d'approvisionnement non classiques, comme la production de gaz à partir de réserves de méthane des gisements houillers. En outre, TransCanada prévoit déposer auprès de l'EUB en 2005 une demande pour la

construction, sur le réseau de l'Alberta, d'installations requises pour raccorder les approvisionnements gaziers supplémentaires acheminés au réseau de l'Alberta depuis le delta du Mackenzie.

Le résultat des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada de TransCanada est principalement déterminé en fonction de la base tarifaire moyenne, du taux de rendement sur les capitaux propres, du taux de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires et des revenus incitatifs pouvant être générés. À court et moyen terme, la société prévoit des investissements modestes dans ces actifs parvenus à maturité et, en raison de l'amortissement, une régression de la base tarifaire moyenne. Par conséquent, en l'absence d'une augmentation du rendement des capitaux propres, de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires ou des revenus incitatifs pouvant être générés, il faut donc s'attendre à une baisse du résultat dans l'avenir. Cependant, les flux de trésorerie importants provenant des actifs parvenus à maturité pourront être réinvestis dans des 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 transportés ou les changements dans les niveaux des contrats n'influent pas sur le résultat des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada.

Résultat Le 14 février 2005, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement avec les utilisateurs de son réseau principal au Canada au sujet des droits de 2005. Pour l'essentiel, ce règlement établit un modèle concernant la fraction à risque de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration pour 2005 et a fixé les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à un niveau comparable à celui de 2004. Le règlement sur la fraction à risque de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration comporte certaines possibilités de générer des revenus incitatifs, puisque TransCanada continue d'axer ses efforts sur la réduction des coûts en 2005. Le règlement établit en outre le taux de rendement sur les capitaux propres pour le réseau principal au Canada à 9,46 % en 2005, ainsi que le détermine la formule de l'ONÉ, et sa structure du capital pour 2005 dépendra de l'issue de l'audience terminée récemment au sujet de la deuxième phase de la demande de 2004.

En février 2005, TransCanada a conclu un accord de principe avec les expéditeurs utilisant le réseau de l'Alberta au sujet d'un règlement sur les besoins en produits pour la période allant du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2007. TransCanada met la dernière main aux modalités du règlement avec les parties aux négociations et prévoit signer l'accord à ce titre en mars 2005. Peu de temps après, TransCanada prévoit déposer l'accord sur le règlement auprès de l'EUB pour approbation.

En 2005, les résultats rendront compte de la contribution sur un exercice complet de GTN, société acquise le 1^{er} novembre 2004.

Le résultat net des autres entreprises de transport de gaz en 2005 sera soumis à l'incidence de facteurs tels que l'ampleur des coûts d'élaboration de projet et la performance du dollar canadien en regard de la devise américaine.

Dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations affectées aux gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada en 2004 ont totalisé 132 millions de dollars. En 2005, les dépenses en immobilisations totales affectées aux gazoducs détenus en propriété exclusive devraient s'établir à environ 171 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations affectées au projet de stockage de gaz naturel d'Edson devraient atteindre près de 150 millions de dollars en 2005.

Volumes livrés de gaz naturel

(en milliards de pieds cubes)	2004	2003	2002
Réseau principal au Canada ¹⁾	2 621	2 628	2 630
Réseau de l'Alberta ²⁾	3 909	3 883	4 146
Réseau de Gas Transmission Northwest ³⁾	181		
Réseau de Foothills	1 139	1 110	1 098
Réseau de la Colombie-Britannique	360	325	371
Great Lakes	801	856	863
Northern Border	845	850	839
Iroquois	356	341	340
TQM	159	164	175
Ventures LP	136	111	85
Portland	50	53	52
Tuscarora	25	22	20
TransGas	18	16	16

1) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 2 017 milliards de pieds cubes (2 055 milliards de pieds cubes en 2003; 2 221 milliards de pieds cubes en 2002).

2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 952 milliards de pieds cubes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (3 892 milliards de pieds cubes en 2003; 4 101 milliards de pieds cubes en 2002).

3) TransCanada s'est portée acquéreur de GTN le 1^{er} novembre 2004. Les volumes de livraison du réseau de North Baja ont totalisé 13 milliards de pieds cubes. Les volumes de livraison représentent le débit des mois de novembre et décembre 2004.

ÉLECTRICITÉ

POINTS SAILLANTS

Résultat net Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 396 millions de dollars en 2004, comparativement à 220 millions de dollars en 2003; cette hausse s'explique surtout par la constatation de gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité.

Exclusion faite des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, le résultat net de l'entreprise d'électricité se serait établi à 209 millions de dollars en 2004, soit une hausse de 8 millions de dollars comparativement au chiffre de 201 millions de dollars inscrit en 2003, exclusion faite d'un règlement positif de 19 millions de dollars après impôts conclu en 2003 avec une ancienne contrepartie.

Bruce Power En 2004, le bénéfice de participation avant impôts de Bruce Power s'est chiffré à 130 millions de dollars, soit 31 millions de dollars de plus que celui de la période durant laquelle TransCanada était propriétaire en 2003.

Le troisième réacteur a été redémarré durant le premier trimestre de 2004, ce qui a porté la capacité de production nominale de Bruce Power à 1 487 MW.

Une étude de faisabilité sur le redémarrage des premier et deuxième réacteurs a été entreprise.

Une étude a été entreprise sur la possibilité d'investir dans la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick, dont la puissance est de 680 MW.

Expansion des actifs TransCanada a annoncé l'achat, auprès d'USGen, d'actifs de production d'énergie hydroélectrique ayant une capacité de production totale de 567 MW au prix de 505 millions de dollars US. L'acquisition est assujettie aux approbations réglementaires

et à la vente imminente à Vermont Hydroelectric de la centrale hydroélectrique de Bellows Falls d'une puissance de 49 MW. Si Vermont Hydroelectric achetait la centrale de Bellows Falls, pour laquelle elle a exercé son option d'achat, le prix d'achat serait réduit de 72 millions de dollars US à 433 millions de dollars US pour une capacité de production de 518 MW.

La centrale de MacKay River est entrée en service en 2004.

La construction de la centrale de cogénération de Grandview, d'une puissance de 90 MW, a été réalisée dans le respect du calendrier et du budget.

La construction de la centrale de Bécancour, au Québec, a débuté au troisième trimestre de 2004; cette centrale alimentée au gaz naturel d'une puissance de 550 MW devrait entrer en service vers la fin de 2006.

TransCanada a annoncé qu'Hydro-Québec avait octroyé à Cartier énergie, société détenue à 62 %, six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW; ces installations devraient être mises en service entre 2006 et 2012.

TransCanada a soumissionné dans le cadre de l'appel d'offres lancé par le gouvernement de l'Ontario pour une nouvelle capacité de production d'électricité de 2 500 MW.

Capacité disponible des centrales Exception faite de Bruce Power, la capacité disponible moyenne pondérée des centrales était de 96 % en 2004, comparativement à 94 % en 2003.

Si l'on tient compte de Bruce Power, la capacité disponible moyenne pondérée des centrales a été la même en 2004 et 2003, soit 90 %.

Aperçu du résultat net de l'entreprise d'électricité

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Établissements de l'Ouest	138	160	131
Établissements de l'Est	108	127	149
Participation dans Bruce Power	130	99	
Participation dans S.E.C. Électricité	29	35	36
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(89)	(86)	(73)
Bénéfice d'exploitation et autres	316	335	243
Charges financières	(13)	(12)	(13)
Impôts sur les bénéfices	(94)	(103)	(84)
	209	220	146
Gains liés à S.E.C. Électricité (après impôts)	187	–	–
Résultat net	396	220	146

Le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 396 millions de dollars en 2004, en hausse de 176 millions de dollars par rapport au résultat net de 220 millions de dollars inscrit en 2003. Cet accroissement provient principalement de la constatation de gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité en 2004. Le 30 avril 2004, TransCanada a réalisé la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, à l'exclusion des rajustements de clôture, ce qui a donné lieu à un gain après impôts de 15 millions de dollars (25 millions de dollars avant impôts). Dans le cadre d'une assemblée ayant eu lieu en avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé ces acquisitions et la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts que TransCanada ne détiendrait pas en 2017. TransCanada était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité a annulé cette exigence. Pour financier en partie l'acquisition, S.E.C. Électricité a émis 8,1 millions de reçus de souscription qui ont été convertis par la suite en parts de société en commandite, et TransCanada a fait un apport de 20 millions de dollars du produit net de 286,8 millions de dollars de cette émission. Cette dernière a par ailleurs réduit la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %. Par suite de ces événements, TransCanada a constaté, en 2004, un gain de dilution et d'autres gains totalisant 172 millions de

dollars, dont 132 millions de dollars avaient été antérieurement reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017. Les gains de dilution découlent de la réduction, à divers moments, de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité par suite de l'émission, par S.E.C. Électricité, de nouvelles parts de sociétés en commandite à un prix sur le marché supérieur à la valeur comptable unitaire du placement détenu par TransCanada.

Les résultats de 2003 comprennent un montant avant impôts 31 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts) constaté pour les établissements de l'Ouest au titre d'un règlement conclu avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements en vertu de contrats à terme d'électricité. Exclusion faite de gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, le résultat net de l'entreprise d'électricité se serait établi à 209 millions de dollars en 2004, soit une hausse de 8 millions de dollars comparativement au chiffre de 201 millions de dollars inscrit en 2003, exclusion faite d'un règlement positif avec une ancienne contrepartie. Le bénéfice de participation avant impôts tiré de Bruce Power, soit 130 millions de dollars en 2004, est de 31 millions de dollars supérieur à celui constaté pour la période pendant laquelle TransCanada détenait une participation en 2003. Cette hausse a été en partie annulée par la baisse des contributions des établissements de l'Est et de la participation dans S.E.C. Électricité.



PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

1 Bear Creek	S.E.C. TransCanada Électricité (30,6 %)
2 MacKay River	14 Curtis Palmer
3 Redwater	15 ManChief
4 CAE de Sundance A	16 Williams Lake
5 CAE de Sundance B (50 %)	17 Nipigon
6 Carseland	18 Kapuskasing
7 Cancarb	19 Tunis
8 Bruce Power (31,6 %)	20 North Bay
9 OSP	21 Calstock
10 Bécancour (en construction)	22 Castleton
11 Cartier énergie (proposée)	23 Mamquam
12 Grandview	24 Queen Charlotte
13 USGen (acquisition en instance)	

Bear Creek Cette centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel est située près de Grande Prairie, en Alberta. Elle est entrée en exploitation commerciale en mars 2003.

MacKay River D'une puissance de 165 MW, la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de MacKay River, près de Fort McMurray, en Alberta, a été mise en service en 2004.

Redwater Cette centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une puissance de 40 MW est située près de Redwater, en Alberta. Elle est entrée en exploitation commerciale en janvier 2002.

Sundance A et B La centrale électrique de Sundance, en Alberta, est la plus importante installation de production d'électricité alimentée au charbon dans l'Ouest canadien. TransCanada détient la CAE de Sundance A, ce qui lui a permis d'augmenter sa capacité de distribution d'électricité de 560 MW pour une période de 17 ans depuis 2001. Dans le cadre d'une coentreprise, TransCanada détient effectivement

50 % de la CAE de la centrale de Sundance B, dont la puissance est de 706 MW. Cette CAE a permis à la société d'augmenter sa capacité de distribution d'électricité de 353 MW pour une période d'environ 19 ans depuis 2002.

Carseland Cette centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une puissance de 80 MW est située près de Carseland, en Alberta. Elle est entrée en exploitation commerciale en janvier 2002.

Cancarb D'une puissance de 27 MW, la centrale électrique de Cancarb est située à Medicine Hat, en Alberta. Elle est alimentée au moyen de chaleur résiduelle provenant de l'installation de noir de carbone thermique attenante, qui appartient à TransCanada.

Bruce Power En février 2003, TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, qui exploite la centrale nucléaire de Bruce Power, située près du lac Huron, en Ontario. Cet investissement a indirectement fait augmenter la capacité de production nominale de TransCanada

d'environ 1 000 MW initialement, et une capacité supplémentaire de 474 MW a été ajoutée après la remise en exploitation de deux réacteurs vers la fin de 2003 et au début de 2004.

OSP La centrale électrique d'OSP, située dans le Rhode Island, est une installation à cycle combinée de 560 MW alimentée au gaz naturel.

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

Cartier énergie Cartier énergie, société détenue à 62 % par TransCanada, a annoncé au quatrième trimestre de 2004 qu'Hydro-Québec lui avait octroyé six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW. La construction de ces installations, qui seront mises en service entre 2006 et 2012, devrait débiter vers la fin de 2005.

Grandview La construction de la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Grandview, d'une puissance de 90 MW, était terminée à la fin de 2004. 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 située à Saint John, au Nouveau-Brunswick, sera vendue à Irving Oil.

USGen Au quatrième trimestre de 2004, TransCanada a annoncé son intention d'acheter des actifs de production hydroélectrique d'USGen. Ils comprennent des installations d'une capacité de production totale de 518 MW aménagées sur deux rivières en Nouvelle-Angleterre. Leur production ne fait pas l'objet de contrats à long terme. L'opération devrait être ratifiée durant la première moitié de 2005.

Curtis Palmer La centrale hydroélectrique de 60 MW de Curtis Palmer, située près de Corinth, dans l'État de New York, a été vendue à S.E.C. Électricité durant le deuxième trimestre de 2004. Toute l'électricité produite par la centrale est vendue aux termes de conventions à prix fixe et à long terme.

ManChief La centrale à simple cycle de 300 MW de ManChief, située près de Brush, au Colorado, a été vendue à S.E.C. Électricité durant le deuxième trimestre de 2004. La capacité totale de cette centrale alimentée au gaz naturel est vendue en vertu de contrats d'achat ferme qui expirent en 2012.

Williams Lake S.E.C. Électricité possède une centrale électrique de 66 MW alimentée aux déchets de bois située à Williams Lake, en Colombie-Britannique.

Nipigon, Kapuskasing, Tunis et North Bay Ces installations efficaces, à cycle combiné amélioré, fonctionnent au moyen de gaz naturel et de chaleur résiduelle provenant de postes de compression du réseau principal au Canada, qui leur sont attenants. Elles sont détenues par S.E.C. Électricité.

Calstock La centrale de Calstock, d'une puissance de 35 MW, fonctionne au moyen de déchets de bois et de chaleur résiduelle provenant d'un poste de compression du réseau principal au Canada, qui lui est attenant. Elle est détenue par S.E.C. Électricité.

Castleton La centrale à cycle combiné de Castleton, d'une puissance de 64 MW, est située à Castleton-on-Hudson, dans l'État de New York, et appartient à S.E.C. Électricité.

Mamquam et Queen Charlotte Les centrales hydroélectriques de Mamquam et de Queen Charlotte, d'une capacité respective de 50 MW et de 6 MW, sont situées en Colombie-Britannique. Toute l'électricité produite par ces centrales fait l'objet de contrats à long terme avec B.C. Hydro and Power Authority. Ces actifs ont été achetés par S.E.C. Électricité durant le troisième trimestre de 2004.

Paiton Paiton détient un projet d'électricité comportant deux centrales au charbon de 615 MW en Indonésie. TransCanada détient effectivement une participation d'environ 11 % dans Paiton.

En 2003, l'entreprise d'électricité a produit un résultat net de 220 millions de dollars, soit une hausse de 74 millions de dollars, ou 51 %, comparativement au chiffre de 146 millions de dollars inscrit en 2002. Cette augmentation provient surtout de la participation de 31,6 % dans Bruce Power que TransCanada a acquise en février 2003 et des apports plus élevés des

établissements de l'Ouest en raison du règlement conclu avec une ancienne contrepartie. Le recul du résultat des établissements de l'Est ainsi que l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien et des frais divers liés aux efforts de TransCanada en vue d'assurer la croissance de l'entreprise d'électricité ont en partie annulé ces augmentations.

Centrales électriques – Capacité de production nominale et type de combustible

	MW	Type de combustible
Établissements de l'Ouest		
Sundance A ¹⁾	560	Charbon
Sundance B ¹⁾	353	Charbon
MacKay River	165	Gaz naturel
Carseland	80	Gaz naturel
Bear Creek	80	Gaz naturel
Redwater	40	Gaz naturel
Cancarb	27	Gaz naturel
	1 305	
Établissements de l'Est		
OSP	560	Gaz naturel
Bécancour ²⁾	550	Gaz naturel
Cartier énergie ³⁾	458	Énergie éolienne
USGen ⁴⁾	518	Énergie hydroélectrique
Grandview ⁵⁾	90	Gaz naturel
	2 176	
Participation dans Bruce Power ⁶⁾	1 487	Énergie nucléaire
Participation dans S.E.C. Électricité ⁷⁾		
ManChief	300	Gaz naturel
Williams Lake	66	Déchets de bois
Castleton	64	Gaz naturel / chaleur résiduelle
Curtis Palmer	60	Énergie hydroélectrique
Mamquam et Queen Charlotte	56	Énergie hydroélectrique
Tunis	43	Gaz naturel / chaleur résiduelle
Nipigon	40	Gaz naturel / chaleur résiduelle
Kapuskasing	40	Gaz naturel / chaleur résiduelle
North Bay	40	Gaz naturel / chaleur résiduelle
Calstock	35	Déchets de bois / chaleur résiduelle
	744	
Total de la capacité de production nominale	5 712	

- 1) TransCanada achète, directement ou indirectement, 560 MW de Sundance A et 353 MW de Sundance B aux termes de CAE à long terme, ce qui représente respectivement 100 % de la production de Sundance A et 50 % de la production de Sundance B.
- 2) En construction.
- 3) En cours de conception en préparation pour la construction. Représente la participation de TransCanada, soit 62 % de 739,5 MW.
- 4) L'opération d'achat devrait être conclue durant la première moitié de 2005. La capacité de 518 MW ne comprend pas la centrale de Bellows Falls.
- 5) Centrale mise en service durant le premier trimestre de 2005.
- 6) Cette rubrique représente la participation de 31,6 % de TransCanada dans Bruce Power. Bruce A comprend quatre réacteurs de 750 MW. Le quatrième réacteur de Bruce A a été remis en service durant le quatrième trimestre de 2003. Le troisième réacteur de Bruce A a été remis en service durant le premier trimestre de 2004. Les premier et deuxième réacteurs de Bruce A sont toujours hors service. Bruce B consiste en quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la capacité est d'environ 3 200 MW. La capacité de production comprend 2 MW provenant de la participation indirecte de 17 % que détient TransCanada dans Huron Wind L.P., qui possède un parc éolien de 9 MW près de la centrale de Bruce Power.
- 7) Au 31 décembre 2004, TransCanada assurait l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité et elle détenait une participation de 30,6 % dans cette dernière. Les volumes présentés dans le tableau représentent 100 % de la capacité des centrales.

ÉLECTRICITÉ – ANALYSE DU RÉSULTAT

Établissements de l'Ouest Les activités des établissements de l'Ouest sont axées sur l'optimisation et l'accroissement de ses actifs et sur la maximisation de la valeur des actifs grâce à un amalgame de contrats de courte et de longue durée prévoyant la vente d'électricité et de vapeur. Le portefeuille de l'entreprise renferme des actifs des plus concurrentiels sur le marché et dont les coûts sont les plus faibles. Les établissements de l'Ouest exercent un contrôle direct sur des sources d'approvisionnement supérieures à 1 300 MW d'électricité en Alberta par le truchement de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et de deux CAE à long terme pour Sundance. Les établissements de l'Ouest comportent deux fonctions intégrées : 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 de Sundance, commercialise l'électricité produite par les centrales albertaines qui ne font pas l'objet de contrats et achète puis revend de l'électricité et du gaz pour maximiser la valeur de ses actifs. La fonction d'exploitation des centrales regroupe principalement les centrales électriques albertaines et reçoit des honoraires de gestion et d'exploitation de S.E.C. Électricité.

La fonction de commercialisation joue un rôle essentiel pour optimiser le rendement obtenu par l'entreprise d'électricité sur ses actifs et gérer les risques liés aux volumes non visés par des contrats. Une grande partie de l'électricité produite par les centrales est vendue conformément à des contrats à long terme pour atténuer les risques liés aux prix. Un certain volume n'est délibérément pas vendu conformément à de tels contrats pour aider l'entreprise d'électricité à gérer l'ensemble de la production de ses centrales. Cette

méthode de gestion du portefeuille permet de minimiser les coûts lorsque TransCanada devrait autrement acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels. En 2004, 86 % du total des volumes des ventes ont été vendus aux termes de contrats à moyen et à long terme. Le rôle principal de la fonction de commercialisation est de gérer ces positions ouvertes et, à l'occasion, d'acheter et de revendre de l'électricité et du gaz afin d'optimiser la contribution de chaque centrale. Pour réduire les risques liés aux prix du marché, les établissements de l'Ouest ont vendu environ 81 % de la production totale d'électricité de 2005 et 65 % de la moyenne cumulée prévue de la production d'électricité totale des trois prochains exercices. Les CAE de Sundance sont la plus importante source d'approvisionnements des établissements de l'Ouest. TransCanada a essentiellement vendu la totalité de la production d'électricité visée par les CAE de Sundance en 2005 ainsi que 80 % et 52 % de la moyenne cumulée prévue de la production d'électricité respectivement de 2006 et 2007.

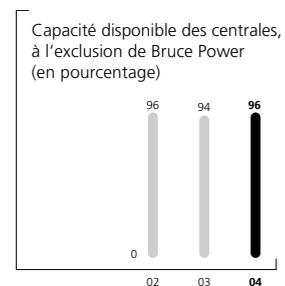
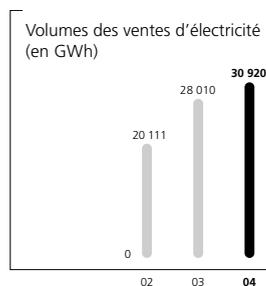
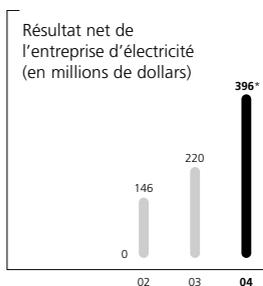
Depuis la mise en service de la centrale de cogénération de MacKay River en 2004, la fonction d'exploitation des centrales compte désormais cinq centrales en Alberta, dont la capacité de production totalise près de 400 MW. Cette croissance de la capacité de production en Alberta va de pair avec l'objectif que s'est donné TransCanada, soit de miser sur son savoir-faire en aménagement de nouveaux projets et de maintenir la place qu'elle occupe dans une région qu'elle connaît bien. Au deuxième trimestre de 2004, conformément à sa stratégie de gestion du portefeuille de centrales qui vise à se défaire des actifs parvenus à maturité et à redistribuer le capital, TransCanada a vendu à S.E.C. Électricité la centrale de ManChief, dont la puissance est de 300 MW.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de 2004, soit 138 millions de dollars, sont inférieurs de 22 millions de dollars aux chiffres inscrits pour la période correspondante de 2003. Ce recul est principalement attribuable au règlement positif de 31 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts) conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements aux termes de contrats de vente à terme d'électricité ainsi qu'au bénéfice inférieur de ManChief par suite de la vente de la centrale à S.E.C. Électricité en avril 2004. Les contributions de la centrale de MacKay River, mise en service en 2004, les honoraires reçus relativement aux actifs acquis par S.E.C. Électricité en 2004 ainsi que l'incidence des marges nettes supérieures réalisées sur le portefeuille d'actifs au deuxième et au troisième trimestres de 2004 ont en partie contré ces baisses.

En 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest s'étaient chiffrés à 160 millions de dollars, soit 22 % de plus que le chiffre de 131 millions de dollars inscrit en 2002. Cette hausse rend compte principalement du règlement conclu en 2003 avec une ancienne contrepartie. Le résultat sur un exercice complet de la centrale de ManChief, acquise vers la fin de 2002, les contributions supérieures des CAE de Sundance, compte tenu de la baisse des coûts de transport, et le résultat plus élevé des centrales de l'Alberta sont autant de facteurs qui ont fait progresser le bénéfice d'exploitation. Ces hausses ont toutefois subi le contrecoup, en 2003, des prix inférieurs réalisés pour les ventes d'électricité dans leur ensemble et du coût supérieur du gaz naturel utilisé comme combustible à l'installation de noir de carbone de Cancarb.

Établissements de l'Est Les activités des établissements de l'Est sont axées principalement sur les marchés d'électricité déréglementés de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New York et sur les occasions d'aménagement en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. TransCanada Power Marketing Limited (TCPM), société établie à Westborough, au Massachusetts, continue de tirer son épingle du jeu dans le cadre de la déréglementation en Nouvelle-Angleterre et d'y affirmer sa présence en qualité de fournisseur et de distributeur d'électricité de premier ordre.

Le succès de TransCanada dans le nord-est des États-Unis découle directement d'activités de commercialisation spécialisées et axées sur les besoins régionaux, qui sont assurées par TCPM. Les activités de TCPM sont concentrées sur la vente d'électricité aux termes de contrats conclus avec des clients des secteurs de gros, industriel et commercial. Elles englobent la gestion d'un portefeuille d'approvisionnements en électricité regroupant la production de ses propres actifs et des achats de gros ainsi que des achats d'électricité produite par la centrale de Castleton de S.E.C. Électricité. Cette centrale d'une puissance de 64 MW est située dans l'État de New York. Durant le quatrième trimestre de 2004, TransCanada a conclu avec Boston Edison Company (Boston Edison) une opération par laquelle la société prend en charge le solde des contrats d'achat d'électricité d'OSP, soit 23,5 %. Toute la production d'OSP est désormais commercialisée par TCPM. TCPM est un fournisseur à service complet qui propose des produits et services variés pour aider ses clients à gérer leurs approvisionnements d'électricité et les prix de l'électricité dans des marchés déréglementés.



* Comprend des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité

OPS et Grandview sont au nombre des actifs de production d'électricité des établissements de l'Est. La centrale électrique d'OSP, située dans le Rhode Island, est une installation de 560 MW alimentée au gaz naturel. D'une puissance de 90 MW, la centrale de cogénération de Grandview est alimentée au gaz naturel et située sur la propriété de la raffinerie d'Irving Oil à Saint John, au Nouveau-Brunswick. À la fin de 2004, la construction de la centrale de Grandview était achevée, et sa mise en service a eu lieu durant le premier trimestre de 2005. Conformément à un contrat d'achat ferme de 20 ans, Irving alimentera la centrale en combustible et s'engage à acheter 100 % de la chaleur et de l'électricité produites. Le 30 avril 2004, conformément à sa stratégie de gestion du portefeuille de centrales qui vise à se défaire des actifs parvenus à maturité et à redistribuer le capital, TransCanada a vendu à S.E.C. Électricité la centrale hydroélectrique de Curtis Palmer, d'une puissance de 60 MW.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de 2004 se sont élevés à 108 millions de dollars, soit 19 millions de dollars de moins que le chiffre de 127 millions de dollars inscrit en 2003. Ce recul est principalement attribuable au bénéfice réduit découlant de la vente des installations hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable des coûts supérieurs du gaz combustible d'OSP et au fléchissement du dollar américain en 2004. Ces réductions ont cependant été en partie annulées par l'incidence positive de 16 millions de dollars découlant de l'opération de restructuration des contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison. TransCanada a constaté le résultat à partir de la date d'entrée en vigueur de l'opération, soit le 1^{er} avril 2004.

En 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers découlant des établissements de l'Est se sont chiffrés à 127 millions de dollars, alors qu'ils avaient été de 149 millions de dollars en 2002. Ce recul de 22 millions de dollars est principalement attribuable à l'incidence des coûts supérieurs d'OSP pour le gaz combustible, par suite d'un processus d'arbitrage, et de l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain. Ces baisses ont été en partie annulées par le résultat supérieur découlant de la croissance des volumes et des marges sur les ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels. De plus, le résultat de Curtis Palmer avait

progressé en 2003 en raison du débit d'eau moyen supérieur à la normale et des produits d'exploitation générés par l'exploitation temporaire d'une centrale à Cobourg, en Ontario, durant l'été 2003.

Vers la fin de 2004, la direction a effectué une revue du plan d'exploitation d'OSP en ce qui a trait aux incidences négatives d'un troisième processus d'arbitrage en août 2004, aux termes duquel le coût du gaz combustible a augmenté de façon marquée pour devenir supérieur au prix du marché. Le résultat d'un quatrième processus d'arbitrage est attendu d'ici la fin du troisième trimestre de 2005. Bien qu'il ait été déterminé qu'il n'y avait aucune réduction de valeur d'OSP au 31 décembre 2004, le résultat de ce processus d'arbitrage et les conditions futures du marché sont incertains. Si la décision rendue à l'issue du quatrième processus d'arbitrage continue de prévoir un mécanisme de fixation du prix du gaz combustible en sus des prix du marché et si les conditions du marché demeurent sensiblement les mêmes, la direction prévoit que l'incidence négative des prix du gaz en sus des prix du marché pourrait entraîner une réduction de valeur des actifs de l'installation d'OSP. Au 31 décembre 2004, la valeur comptable nette d'OSP était d'environ 150 millions de dollars US.

Participation dans Bruce Power Le 14 février 2003, la société a mené à bien l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power et d'une participation de 33,3 % dans Bruce Power Inc., le commandité de Bruce Power, en contrepartie de 409 millions de dollars. TransCanada a de plus financé, par le truchement d'une convention de prêt, un tiers (75 millions de dollars) du paiement du loyer reporté accéléré de 225 millions de dollars de Bruce Power à Ontario Power Generation (OPG). TransCanada s'est portée acquéreur des participations dans le cadre d'un consortium (le Consortium) regroupant Cameco Corporation (Cameco) et BPC Generation Infrastructure Trust, fiducie établie par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario. Aux termes de l'entente, le Consortium a fait l'acquisition de British Energy (Canada) Ltd., qui détenait une participation de 79,8 % dans Bruce Power ainsi qu'une participation de 50 % dans la centrale électrique de la société en commandite Huron Wind L.P., d'une puissance de

9 MW. Située en Ontario, l'installation de Bruce Power comprend deux centrales nucléaires, soit Bruce A et Bruce B. Bruce B compte quatre réacteurs, dont la puissance est d'environ 3 200 MW. Bruce A compte quatre réacteurs qui, jusqu'en 2003, n'étaient pas en exploitation. Au quatrième trimestre de 2003, Bruce Power a redémarré le quatrième réacteur de Bruce A et, durant le premier trimestre de 2004, le troisième réacteur de Bruce A. Les deux réacteurs de Bruce A ont ajouté une puissance supplémentaire de 1 500 MW, ce qui porte la puissance totale de Bruce Power à environ 4 700 MW.

Bruce Power est locataire de la centrale nucléaire de Bruce aux termes d'un contrat de location conclu avec OPG. Le contrat échoit en 2018, mais il comporte une option de renouvellement pour une période maximale de 25 ans. La direction et le personnel de Bruce Power continuent d'assurer la gestion et l'exploitation de l'installation nucléaire de Bruce Power. Le combustible épuisé et le passif au titre du déclassement demeurent la responsabilité d'OPG, mais le contrat de location conclu avec OPG prévoit des rajustements au loyer de base tous les cinq ans en fonction des coûts estimatifs de déclassement de la centrale de Bruce Power.

Aperçu des résultats – Bruce Power

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Bruce Power (base de 100 %)		
Produits	1 583	1 208
Bénéfice d'exploitation	(1 178)	(853)
Charges d'exploitation	405	355
Charges financières	(67)	(69)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	338	286
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant impôts sur les bénéfices ¹⁾	107	65
Rajustements ²⁾	23	34
Bénéfice de TransCanada tiré de Bruce Power avant impôts sur les bénéfices	130	99

1) TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation dans Bruce Power le 14 février 2003. Pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003, 100 % du bénéfice avant impôts sur les bénéfices de Bruce Power a totalisé 205 millions de dollars.

2) Se reporter à la note 8 afférente aux états financiers consolidés du 31 décembre 2004 pour une explication de l'amortissement du prix d'achat. Le montant attribué à la participation dans Bruce Power comprend la répartition d'une tranche de 301 millions de dollars du coût d'acquisition au contrat de location-acquisition initial de l'installation de Bruce Power, montant qui est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat, en vigueur jusqu'en 2018, ce qui donnera lieu à une dotation aux amortissements annuelle de 19 millions de dollars. Le montant attribué aux conventions de vente d'électricité est amorti par imputation aux résultats sur la durée restante des conventions de vente sous-jacentes. L'amortissement de la juste valeur attribuée à ces contrats s'établit comme suit : 38 millions de dollars en 2003; 37 millions de dollars en 2004; 25 millions de dollars en 2005; 29 millions de dollars en 2006; et 2 millions de dollars en 2007.

La part revenant à TransCanada de la production d'électricité de Bruce Power en 2004 était de 10 608 gigawatts-heure (GWh). Ce chiffre comprend la production provenant du troisième réacteur de Bruce A depuis le 1^{er} mars 2004. Le troisième réacteur a commencé à alimenter le réseau électrique de l'Ontario le 8 janvier 2004; il a été considéré comme étant en exploitation commerciale le 1^{er} mars 2004. Les coûts estimatifs engagés par Bruce Power pour redémarrer les troisième et quatrième réacteurs sont d'environ 720 millions de dollars.

En 2004, le bénéfice de participation avant impôts s'est établi à 130 millions de dollars, comparativement à 99 millions de dollars en 2003. Cette hausse s'explique surtout par la production supérieure en 2004 grâce à la remise en service des troisième et quatrième réacteurs ainsi que par le calcul du résultat pour un exercice complet en 2004, comparativement à la période allant du 14 février au 31 décembre en 2003, soit la période durant laquelle TransCanada était propriétaire de l'installation pendant cet exercice.

Les rajustements à la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice avant impôts de Bruce Power pour 2004 ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2003, et ce, principalement en raison du fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés au moment de la remise en service des troisième et quatrième réacteurs. En 2004, les frais d'exploitation s'établissaient à 35 \$ par MWh, comparativement à 36 \$ par MWh pour la période allant du 14 février au 31 décembre 2003. Les prix réalisés moyens en 2004 ont été de 47 \$ par MWh, comparativement à 48 \$ par MWh pour la période durant laquelle TransCanada était propriétaire en 2003. Environ 52 % de la production de Bruce Power en 2004 ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario.

TransCanada n'a pas fait d'apport au comptant à Bruce Power et n'a reçu aucune distribution de fonds de Bruce Power postérieurement à l'acquisition de sa participation en février 2003.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix du marché de gros au comptant de l'électricité ainsi que de la capacité disponible générale des centrales, elle-même touchée par les travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe pour une capacité d'environ 36 % de la production prévue pour 2005. Les charges d'exploitation de Bruce Power devraient augmenter en 2005, comparativement à celles de 2004, en raison de la dotation aux amortissements supérieure pour les réacteurs de Bruce A, de la hausse des coûts liés aux arrêts d'exploitation et de l'augmentation des coûts du combustible.

En 2005, la capacité disponible moyenne devrait s'établir à 85 %, alors qu'elle a été de 82 % en 2004. L'arrêt d'exploitation pour entretien préventif du troisième réacteur a débuté le 8 janvier 2005 et devrait durer environ deux mois. Un programme d'inspection semblable est prévu pour le quatrième réacteur plus tard durant le premier trimestre de 2005. Des arrêts d'exploitation d'environ deux à trois mois chacun sont aussi prévus pour deux autres réacteurs en 2005. Le premier devrait débuter durant le deuxième trimestre de 2005, tandis que l'autre aura lieu à compter du troisième trimestre de 2005.

Participation dans S.E.C. Électricité La participation dans S.E.C. Électricité comprend le résultat découlant de la participation de 30,6 % de TransCanada dans S.E.C. Électricité, l'un des plus grands fonds à revenu ouvert du secteur de l'électricité du Canada. S.E.C. Électricité possède 11 centrales électriques, dont 8 au Canada et 3 aux États-Unis. Ces centrales sont soit hydroélectriques, soit alimentées au gaz naturel, à la chaleur résiduelle, aux déchets de bois ou par un amalgame de ces sources. En 2004, la capacité de production de S.E.C. Électricité est passé de 328 MW à 744 MW à la suite de l'acquisition de quatre centrales électriques, soit les centrales de Curtis Palmer et de ManChief de TransCanada et celles de Mamquam et de Queen Charlotte achetées à Hydro Investment Corporation.

La participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité a diminué en 2004, passant de 35,6 % à 30,6 %. En 2004, S.E.C. Électricité a émis 8,1 millions de reçus de souscription pour financier en partie l'achat à TransCanada des centrales de Curtis Palmer et de ManChief. TransCanada a acheté 540 000 reçus de souscription pour 20 millions de dollars. Tous les reçus de souscription ont été convertis en parts de la société en commandite le 30 avril 2004, date d'acquisition par S.E.C. Électricité des installations de Curtis Palmer et de ManChief, ce qui a réduit la participation de TransCanada dans la société, pour la ramener à 30,6 %. TransCanada demeure le plus important détenteur de parts et le gérant de S.E.C. Électricité, avec environ 14,5 millions de parts détenues au 31 décembre 2004.

TransCanada fait fonction de gérant de S.E.C. Électricité et gère l'exploitation de ses centrales. En cette qualité, TransCanada gère l'exploitation et l'entretien de toutes les centrales de S.E.C. Électricité, les approvisionnements en combustible et les risques liés aux prix connexes et, lorsque la conjoncture du marché le justifie, TransCanada rehausse le bénéfice d'exploitation global de S.E.C. Électricité (en réduisant la production de certaines centrales durant les heures creuses pour que le gaz inutilisé puisse être vendu à des prix intéressants sur le marché), ce qui fait augmenter le résultat net global de S.E.C. Électricité et maximise la valeur du placement pour les porteurs de parts, y compris TransCanada.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers tirés du placement dans S.E.C. Électricité, soit 29 millions de dollars en 2004, ont été de 6 millions de dollars de moins qu'en 2003. Le résultat supplémentaire découlant de l'acquisition par S.E.C. Électricité, en avril 2004, des installations de Curtis Palmer et de ManChief a été plus qu'annulé par l'incidence de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et de la constatation de gains antérieurement reportés de 132 millions de dollars découlant de l'élimination

de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité. Avant l'élimination de l'obligation de rachat, TransCanada constatait dans les résultats l'amortissement de ces gains reportés sur une période allant jusqu'en 2017.

En 2004, S.E.C. Électricité a versé à TransCanada des distributions de fonds d'environ 36 millions de dollars, comparativement à 35 millions de dollars en 2003. Au 31 décembre 2004, le cours de clôture des parts de S.E.C. Électricité à la Bourse de Toronto était de 35,40 \$.

VOLUME DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET CAPACITÉ DISPONIBLE

Volumes des ventes d'électricité

(GWh)	2004	2003	2002
Établissements de l'Ouest ¹⁾	11 695	12 296	12 065
Établissements de l'Est ¹⁾	6 198	6 906	5 630
Participation dans Bruce Power ²⁾	10 608	6 655	
Participation dans S.E.C. Électricité ^{1) 3)}	2 419	2 153	2 416
Total	30 920	28 010	20 111

1) Les résultats de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.

2) Acquisition le 14 février 2003. Les volumes des ventes de 2003 rendent compte de la participation de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power depuis la date d'acquisition.

3) Au 31 décembre 2004, TransCanada assurait l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité et en détenait une participation de 30,6 %. Les volumes présentés dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité.

En 2004, les volumes des ventes d'électricité se sont accrus de 10 % pour atteindre 30 920 GWh, comparativement à 28 010 GWh en 2003, principalement en raison de la participation de TransCanada dans Bruce Power sur un exercice complet ainsi que du redémarrage des troisième et quatrième réacteurs de Bruce Power.

Les volumes des ventes des établissements de l'Ouest ont accusé un recul de 2003 à 2004, principalement en raison de la vente de la centrale de ManChief à S.E.C. Électricité en avril 2004 et des opérations moins nombreuses de gestion du portefeuille, en partie annulées par les nouveaux volumes produits par la centrale de MacKay River mise en service en 2004. Les volumes des ventes des établissements de l'Est ont

diminué entre 2003 et 2004, et ce, surtout en raison de la vente de la centrale de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004, de l'utilisation réduite d'OSP et de la diminution des volumes contractuels attribuable au repli de la demande. Les volumes des ventes associés à la participation dans Bruce Power se sont accrus de 59 % grâce au redémarrage des troisième et quatrième réacteurs de Bruce Power et de la participation de TransCanada pour un exercice complet en 2004, contrebalancés par la réduction de la capacité disponible des centrales. Les volumes supérieurs de S.E.C. Électricité rendent compte de l'achat des centrales de Curtis Palmer et de ManChief en avril 2004 et de celles de Mamquam et de Queen Charlotte en juillet 2004.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ¹⁾

	2004	2003	2002
Établissements de l'Ouest ²⁾	95 %	93 %	99 %
Établissements de l'Est ²⁾	95 %	94 %	95 %
Participation dans Bruce Power ³⁾	82 %	83 %	
Participation dans S.E.C. Électricité ²⁾	97 %	96 %	94 %
Toutes les centrales, exclusion faite de la participation dans Bruce Power	96 %	94 %	96 %
Toutes les centrales	90 %	90 %	96 %

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

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

3) Le pourcentage comparatif de 2003 est calculé depuis la date d'acquisition, soit le 14 février 2003. Le quatrième réacteur est inclus à partir du 1^{er} novembre 2003, tandis que le troisième réacteur l'est à partir du 1^{er} mars 2004.

ÉLECTRICITÉ – OCCASIONS ET FAITS NOUVEAUX

TransCanada est déterminée à aménager, à acquérir, à posséder et à exploiter les sources d'électricité dont les coûts sont les plus faibles ou à détenir des installations assorties de contrats sûrs à long terme dans des marchés qu'elle connaît bien. TransCanada cherche à construire ou à acquérir des centrales de base ayant de faibles coûts d'exploitation et une grande rentabilité.

TransCanada cherche à éviter les installations dont les coûts sont élevés et qui desservent des marchés commerciaux instables sans conclure de contrats à long terme. La stratégie de l'entreprise d'électricité s'énonce comme suit :

- se concentrer sur les marchés et les régions où un avantage concurrentiel est présent - principalement l'Ouest canadien, la région du nord-ouest des États-Unis, l'est du Canada et le nord-est des États-Unis;
- s'attacher aux centrales de base à faibles coûts;
- cibler de nouveaux projets offrant de solides contrats à long terme;
- structurer les opérations commerciales de façon à minimiser les risques;
- recourir à des opérations de commercialisation et de commerce d'électricité justifiées et rigoureuses pour vendre l'électricité non visée par des contrats ainsi que pour maximiser et protéger les flux de trésorerie de l'entreprise d'électricité.

Au quatrième trimestre de 2004, TransCanada a annoncé qu'elle achèterait, auprès d'USGen, des actifs de production d'énergie hydroélectrique ayant une

capacité de production totale de 567 MW au prix de 505 millions de dollars US. L'achat est assujéti à la vente de la centrale hydroélectrique de 49 MW de Bellows Falls à Vermont Hydroelectric, qui a exercé son option d'achat pour l'installation. Le prix d'achat serait alors réduit de 72 millions de dollars US pour passer à 433 millions de dollars US pour une capacité de production de 518 MW. Toutes les approbations du tribunal de la faillite ont été reçues en vue de l'acquisition d'USGen par TransCanada. Il faudra cependant obtenir d'autres approbations réglementaires et respecter d'autres conditions pour que l'opération puisse être conclue. La clôture de l'opération devrait avoir lieu durant la première moitié de 2005.

Cartier énergie, société détenue à 62 % par TransCanada, a annoncé au quatrième trimestre de 2004 que Hydro-Québec lui avait octroyé six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW. Les six projets devraient être mis en exploitation entre 2006 et 2012 à un coût total estimatif de plus de 1,1 milliard de dollars. Des contrats d'approvisionnement en électricité à long terme pour chacune des six installations ont été signés avec Hydro-Québec le 25 février 2005.

La construction de la centrale de Bécancour au Québec a débuté au troisième trimestre de 2004. Cette centrale de cogénération alimentée au gaz naturel aura une puissance de 550 MW et sera mise en service vers la fin de 2006. Vers le milieu de 2003, TransCanada a annoncé qu'elle prévoyait aménager cette centrale électrique dans le parc industriel de Bécancour, près de Trois-Rivières. La production d'électricité de la centrale sera fournie en totalité à Hydro-Québec aux termes

d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. La centrale fournira également de la vapeur à certaines grandes entreprises situées dans le parc industriel.

Vers la fin du quatrième trimestre de 2004, TransCanada a soumissionné dans le cadre de l'appel d'offres lancé par le gouvernement de l'Ontario pour une nouvelle capacité de production d'électricité de 2 500 MW; Portlands Energy Centre L.P. (Portlands Energy) était l'un des projets soumis par TransCanada. Portlands Energy, installation de 550 MW alimentée au gaz naturel située au centre-ville de Toronto, serait aménagée dans le cadre d'un partenariat avec OPG.

Par suite du redémarrage des troisième et quatrième réacteurs de Bruce A, Bruce Power a entrepris une revue technique pour évaluer la possibilité de remettre à neuf les premier et deuxième réacteurs de Bruce A. Ces réacteurs avaient été mis à l'arrêt respectivement en 1995 et en 1997. Des données ont été recueillies pour évaluer l'état des réacteurs et bien saisir l'ampleur et le coût du projet, et une évaluation environnementale du projet se poursuit. En septembre 2004, la province de l'Ontario a nommé un négociateur spécial pour négocier avec Bruce Power une entente prévoyant des approvisionnements en électricité supplémentaires. Aucune décision définitive n'a été prise quant à la remise à neuf des premier et deuxième réacteurs, mais leur remise en service représenterait un grand pas en vue de répondre aux besoins énergétiques futurs de la province de l'Ontario. Cette revue technique permettra de plus de cerner les améliorations requises pour prolonger la durée d'exploitation des six réacteurs qui devront être mis à l'arrêt au cours des 15 prochaines années. En 2004, Bruce Power a passé en charges un montant de 16 millions de dollars au titre de ce projet.

TransCanada, en collaboration avec ses associés dans Bruce Power, évalue la possibilité d'investir dans la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick. La centrale de Point Lepreau est détenue indirectement par le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Cette centrale nucléaire d'une puissance de 680 MW utilise un réacteur CANDU semblable à ceux de Bruce Power en Ontario. TransCanada et ses associés n'ont pas pris de décision au sujet du

placement de Bruce Power dans la centrale de Point Lepreau. Des discussions sont en cours avec Énergie Nouveau-Brunswick.

ÉLECTRICITÉ – RISQUES D'ENTREPRISE

Capacité disponible Le maintien de la capacité disponible des centrales est l'un des critères du succès soutenu de l'entreprise d'électricité, et ce risque est atténué par l'engagement d'appliquer un modèle d'excellence opérationnelle qui assure le rendement fiable et à faibles coûts de chacune des centrales exploitées par la société. Cet engagement continuera de guider l'entreprise en 2005 et par la suite. Des arrêts d'exploitation imprévus ou la durée des arrêts pourraient toutefois entraîner des achats aux prix du marché, pour permettre à TransCanada de respecter ses obligations contractuelles d'alimentation en électricité, ou faire augmenter les frais d'entretien.

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

- conclusion de contrats d'achat et de vente à long terme, tant pour l'électricité produite que pour le combustible utilisé;
- contrôle de la production;
- appariement des contrats des centrales ou de l'offre résultant des CAE par rapport à la demande des clients;
- prestation de services à des tiers, contre honoraires, pour contrer le risque auquel nous exposent directement les produits de base;
- application du programme global de gestion des risques de la société en ce qui concerne les risques de marché généraux et les risques de contrepartie.

Les méthodes de gestion des risques de la société sont décrites plus en détail à la rubrique « Gestion des risques ». Le risque le plus important auquel est exposée TransCanada pour ce qui est des fluctuations des prix de vente se rapporte aux volumes de Bruce Power ne faisant pas l'objet de contrats. Se reporter à la rubrique « Électricité – Risques d'entreprises – Volumes non visés par des contrats » ci-après.

Réglementation 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 influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation des centrales électriques de TransCanada. Il pourrait s'agir de la modification des règles qui régissent le marché, du plafonnement des prix, d'imputations injustes de coûts aux producteurs ou de tentatives de contrôler le marché de gros en encourageant la construction de centrales électriques. TransCanada continue de surveiller les questions liées à la réglementation et à sa réforme, et d'y participer activement.

Conditions météorologiques Les variations de la température et des conditions météorologiques peuvent susciter la volatilité de la demande et des prix pour ce qui est de l'électricité et du gaz. Elles peuvent aussi influencer sur la capacité d'acheminer l'électricité aux marchés. En outre, les variations saisonnières de la température influent sur l'efficacité et la capacité de production des centrales électriques alimentées au gaz naturel.

Hydrologie L'entreprise d'électricité est soumise à des risques liés à l'hydrologie de par les installations de production hydroélectriques qu'elle détient directement et indirectement. Les changements climatiques, la gestion des rivières à l'échelle locale et les ruptures possibles de barrages à ces centrales ou à d'autres centrales en amont présentent des risques pour la société.

Volumes non visés par des contrats TransCanada cherche à garantir les ventes d'électricité en vertu de contrats à moyen ou à long terme, mais la société conserve généralement un certain volume d'électricité

qu'elle ne vend pas à court terme, pour profiter d'une souplesse accrue dans la gestion des actifs de son portefeuille. Une grande quantité des volumes non visés par des contrats de Bruce Power est vendue sur le marché de gros au comptant en Ontario. La vente de cette électricité sur le marché libre est soumise à la volatilité du prix du marché, qui influe directement sur les résultats.

ÉLECTRICITÉ – DIVERS

Excellence opérationnelle TransCanada souscrit pleinement à son modèle d'excellence opérationnelle qui assure, à faibles coûts, l'exploitation efficace de chacune de ses centrales afin d'atteindre et de maintenir un rendement élevé comparativement aux normes industrielles générales. La capacité disponible moyenne pondérée, exclusion faite de Bruce Power, s'est établie à 96 % en 2004, soit un chiffre supérieur à la moyenne comparative de l'industrie de 90 %. En 2004, les arrêts d'exploitation pour entretien correctif (arrêts d'exploitation imprévus) ont été de 1,6 %, alors que la moyenne comparative de l'industrie a atteint 5,5 %.

ÉLECTRICITÉ – PERSPECTIVES

Les contributions des établissements de l'Est devraient être inférieures en 2005 compte tenu de la hausse des coûts du gaz naturel pour OSP par suite de la décision rendue en 2004 à l'issue du processus d'arbitrage, de l'absence de revenus en 2005 de la centrale de Curtis Palmer vendue à S.E.C. Électricité en avril 2004, de l'échéance de contrats à long terme détenus par TCPM à la fin de 2004 et de la non-réurrence prévue des résultats constatés pour l'opération conclue avec Boston Edison en 2004. Les résultats découlant de Grandview et de l'acquisition d'USGen, qui devrait être réalisée durant la première moitié de 2005, neutraliseront en partie ces réductions. Si la décision rendue à l'issue du quatrième processus d'arbitrage pour OSP, attendue en 2005, continue de prévoir un mécanisme de fixation du prix du gaz combustible en sus des prix du marché et si les conditions prévues du marché demeurent sensiblement les mêmes, la direction prévoit qu'une réduction de valeur des actifs de cette installation pourrait avoir lieu. Au 31 décembre 2004, la valeur comptable nette d'OSP était d'environ 150 millions de dollars US.

Le résultat de Bruce Power peut être soumis à des fluctuations en raison des prix réalisés, de la capacité disponible des centrales et des charges d'exploitation. Une variation de 1,00 \$ par MWh dans le prix au comptant en Ontario ferait varier de 5 millions de dollars le bénéfice après impôts tiré de la participation de TransCanada dans Bruce Power. La capacité disponible moyenne de Bruce Power en 2005 devrait être de 85 %, comparativement à 82 % en 2004. Les charges d'exploitation de Bruce Power devraient augmenter en 2005, en raison de la hausse des coûts liés aux arrêts d'exploitation, de la dotation aux amortissements pour les réacteurs de Bruce A, des récents programmes d'investissement et de l'augmentation des coûts du combustible.

La capacité disponible des centrales, la fluctuation des prix de l'électricité et du gaz sur le marché, et éventuellement de ceux des coûts thermiques sur le marché, les modifications aux règlements, les conditions climatiques, les ventes de volumes non visés par des contrats, les oscillations des monnaies et la stabilité générale de l'industrie de l'électricité sont autant de facteurs qui peuvent influencer sur les résultats de l'entreprise d'électricité. Se reporter à la rubrique « Électricité – risques d'entreprise » pour un complément d'information sur ces facteurs.

SIÈGE SOCIAL

POINTS SAILLANTS

Charges nettes Les charges nettes en 2004 ont diminué de 39 millions de dollars comparativement à celles de 2003.

Aperçu des résultats consolidés – Siège social

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés	79	89	91
Intérêts créditeurs et autres produits	(34)	(21)	(14)
Impôts sur les bénéfices	(43)	(27)	(25)
Charges nettes, après impôts	2	41	52

Les résultats du secteur Siège social reflètent le montant net des charges non imputées aux secteurs d'activité, soit :

- Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés** Les charges financières directes sont présentées dans les secteurs d'activité respectifs. Elles sont principalement liées aux titres de créance et titres privilégiés se rapportant aux gazoducs détenus en propriété exclusive. Les charges financières indirectes, y compris les incidences du change connexes, sont surtout engagées dans le secteur 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** La société touche des intérêts créditeurs sur les soldes de caisse investis. Les gains et les pertes de change liés au fonds de roulement du secteur Siège social sont compris dans les intérêts créditeurs et autres produits.

En 2004, les charges nettes, après impôts, du secteur Siège social se sont élevées à 2 millions de dollars, comparativement à 41 millions de dollars en 2003 et à 52 millions de dollars en 2002.

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

La baisse des charges nettes de 2002 à 2003 s'explique principalement par l'incidence favorable du fléchissement de la devise américaine comparativement à l'exercice antérieur.

En 2005, les charges du secteur Siège social devraient se rapprocher des niveaux plus normaux et augmenter comparativement à celles 2004.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

POINTS SAILLANTS

Activités d'investissement Au cours des trois derniers exercices, les dépenses en immobilisations et les acquisitions, y compris les dettes prises en charge, ont totalisé environ 4,7 milliards de dollars.

Dividende Le conseil d'administration de TransCanada a majoré le dividende trimestriel sur les actions ordinaires au cours des cinq derniers exercices consécutifs, y compris une hausse de 5,2 % qui porte le dividende de 0,29 \$ par action à 0,305 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2005.

Fonds provenant des activités poursuivies Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à environ 1,7 milliard de dollars en 2004, comparativement au montant d'environ 1,8 milliard de dollars en 2003 et en 2002. Ce recul en 2004 s'explique surtout par la charge des impôts exigibles supérieure en 2004 comparativement à celles des deux derniers exercices. L'entreprise de transport de gaz a généré la majorité des fonds provenant de l'exploitation pour chacun des trois derniers exercices. Les fonds provenant de l'exploitation de l'entreprise d'électricité ont augmenté en 2004 comparativement aux deux exercices précédents, ce qui témoigne de la croissance rapide de ce secteur.

Au 31 décembre 2004, 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 était comparable à ce qu'elle avait été au cours des quelques derniers exercices.

Activités d'investissement Exception faite des acquisitions, les dépenses en immobilisations ont totalisé 476 millions de dollars en 2004, comparativement à 391 millions de dollars et à 599 millions de dollars respectivement en 2003 et 2002. Les dépenses en immobilisations des trois derniers exercices ont été affectées principalement à l'entretien des installations et au maintien de la capacité de l'entreprise de transport de gaz de TransCanada ainsi qu'à la construction de nouvelles centrales électriques au Canada.

En 2004, TransCanada a acquis GTN au prix d'environ 1,2 milliard de dollars US, exclusion faite de la dette prise en charge d'environ 0,5 milliard de dollars US, et a vendu les centrales de ManChief et de Curtis Palmer en contrepartie de 402,6 millions de dollars US, compte non tenu des rajustements de clôture.

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

En 2002, TransCanada s'était portée acquéreur de la centrale électrique de ManChief, en contrepartie de 209 millions de dollars, et d'une participation dans la société en commandite Northern Border Partners, L.P., au prix de 19 millions de dollars.

Activités de financement En 2004, TransCanada a affecté 997 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. La société a émis pour 200 millions de dollars d'effets à moyen terme comportant un taux d'intérêt de 4,10 % et échéant en 2009, pour 350 millions de dollars US d'effets de premier rang non garantis comportant un taux d'intérêt de 5,60 % et échéant en 2034 et pour 300 millions de dollars US d'effets de premier rang non garantis comportant un

taux d'intérêt de 4,875 % et échéant en 2015. La valeur des effets à payer de la société s'est accrue de 179 millions de dollars en 2004.

En 2003, TransCanada avait remboursé une tranche de 744 millions de dollars de sa dette à long terme, réduit de 62 millions de dollars la somme des effets à payer et racheté toutes les débetures subordonnées de rang inférieur émises au taux de 8,75 % pour un montant de 160 millions de dollars US. La société avait émis des effets à moyen terme à échéance de dix ans comportant un taux d'intérêt de 5,65 % pour une valeur de 450 millions de dollars et des effets de premier rang non garantis à échéance de dix ans comportant un taux d'intérêt de 4,00 % pour une valeur de 350 millions de dollars US.

En 2002, la société avait remboursé des dettes à long terme de 486 millions de dollars et réduit ses effets à payer de 46 millions de dollars.

Des dividendes et des charges liées aux titres privilégiés totalisant 623 millions de dollars ont été payés en 2004, comparativement à 588 millions de dollars et à 546 millions de dollars respectivement en 2003 et 2002.

En février 2005, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires; ce dernier passe de 0,29 \$ par action à 0,305 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2005. Il s'agit du cinquième exercice consécutif pour lequel une majoration du dividende est approuvée depuis qu'un dividende de 0,20 \$ par action avait été déclaré au quatrième trimestre de 2000.

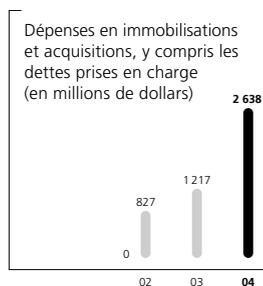
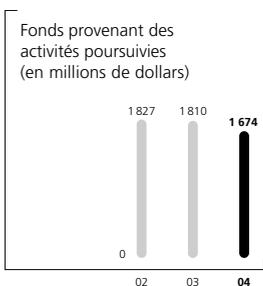
Les activités de financement comprennent une hausse nette de la quote-part de TransCanada de la dette sans recours des coentreprises, qui s'élève à 120 millions de

dollars en 2004, comparativement à une réduction nette de 11 millions de dollars en 2003 et de 36 millions de dollars en 2002.

Activités de crédit En décembre 2004, TCPL a renouvelé des prospectus préalables qui lui permettent d'émettre au Canada des effets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars et aux États-Unis des titres de créance totalisant 1 milliard de dollars US. En janvier 2005, la société a émis pour 300 millions de dollars d'effets à moyen terme échéant en 2017 et comportant un taux d'intérêt de 5,10 % en vertu de son prospectus préalable canadien.

Au 31 décembre 2004, la société disposait de facilités de crédit totales de 2,0 milliards de dollars à l'appui de son programme d'effets de commerce et à d'autres fins générales. De ce total, un montant de 1,5 milliard de dollars représente une facilité de crédit consortiale mise en place en décembre 2002. Cette dernière comprend une tranche de 1,0 milliard de dollars échéant à cinq ans et une tranche de 500 millions de dollars échéant à 364 jours et assortie d'une option de conversion en un emprunt à terme de deux ans. Les échéances des deux tranches peuvent être reportées chaque année, et les deux tranches sont renouvelables, sauf pendant une période de conversion. Les deux tranches ont été reportées en décembre 2004, celle de 1,0 milliard de dollars jusqu'en décembre 2009 et celle de 500 millions de dollars jusqu'en décembre 2005. Le reste des montants représente des facilités remboursables sur demande ou qui ne peuvent être reportées.

Au 31 décembre 2004, TransCanada avait affecté environ 61 millions de dollars du total de ses lignes de crédit à des lettres de crédit et à l'appui d'ententes commerciales. À leur utilisation, les lignes de crédit



prévoient l'imposition d'un taux d'intérêt égal aux taux préférentiels proposés par les banques à charte canadiennes et les établissements bancaires américains ou de taux établis en fonction d'autres ententes financières négociées.

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Obligations et engagements Au 31 décembre 2004, la dette à long terme totalisait environ 10,5 milliards de dollars, comparativement à environ 10,0 milliards de dollars au 31 décembre 2003. La quote-part de TransCanada du total de la dette sans recours des coentreprises était, au 31 décembre 2004, de 862 millions

de dollars alors qu'elle atteignait 780 millions de dollars à la fin de l'exercice précédent. Le total des effets à payer, y compris la quote-part des coentreprises, s'établissait à 546 millions de dollars au 31 décembre 2004, comparativement à 367 millions de dollars au 31 décembre 2003. La dette et les effets à payer des coentreprises ne donnent lieu à aucun recours contre TransCanada. La garantie fournie par chaque coentreprise se limite à ses droits et à ses éléments d'actif, et ne s'applique pas aux droits et aux éléments d'actif de TransCanada, sauf dans la mesure de sa participation.

À compter du 1^{er} janvier 2005, conformément à de nouvelles normes comptables canadiennes, la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, d'un montant de 670 millions de dollars au 31 décembre 2004, sera classée comme élément de passif.

Au 31 décembre 2004, les remboursements de capital liés à la dette à long terme et à la quote-part de la dette sans recours des coentreprises s'établissaient comme suit.

Remboursements de capital

Exercices se terminant les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2006	2007	2008	2009	2010+
Dette à long terme	766	387	615	545	753	7 413
Dette sans recours des coentreprises	83	49	18	18	141	553
Total des remboursements de capital	849	436	633	563	894	7 966

Au 31 décembre 2004, les versements annuels futurs, déduction faite des encaissements au titre des sous-locations à bail, aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers locaux et une installation de stockage de gaz naturel s'établissaient approximativement comme suit.

Paiements au titre des contrats de location-exploitation

Exercices se terminant les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2006	2007	2008	2009	2010+
Versements de loyers minimums	37	45	51	53	53	697
Montants récupérés aux termes des sous-locations à bail	(9)	(10)	(9)	(9)	(9)	(21)
Versements nets	28	35	42	44	44	676

Les contrats de location-exploitation pour ces installations viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2011. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement de cinq ans. Le contrat de location-exploitation de l'installation de stockage de gaz naturel échoit en 2030, et le locataire a le droit de résilier le contrat à compter du cinquième anniversaire à partir de 2010 et à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Le propriétaire a le droit de résilier le contrat à chaque cinquième anniversaire à compter de 2015.

Au 31 décembre 2004, les obligations d'achat futures de la société s'établissaient approximativement comme suit.

Obligations d'achat ¹⁾

Exercices se terminant les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2006	2007	2008	2009	2010+
Transport de gaz						
Transport par des tiers ²⁾	186	177	142	121	82	198
Autres	94	46	42	40	2	3
Électricité						
Achats de produits de base ³⁾	429	255	259	266	277	2 658
Dépenses en immobilisations ⁴⁾	288	70	–	–	–	–
Autres ⁵⁾	93	100	89	84	88	223
Siège social						
Technologie de l'information et autres	9	9	7	7	7	–
Total des obligations d'achat	1 099	657	539	518	456	3 082

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

2) Les taux sont fondés sur les niveaux connus pour 2005. Au-delà de 2005, 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 débit.

3) Les achats de produits de base comportent des éléments fixes et d'autres qui sont variables. Ces derniers font l'objet de calculs estimatifs qui fluctuent selon la production de la centrale, les prix du marché et les tarifs réglementés.

4) Les montants font l'objet de calculs estimatifs qui fluctuent selon le moment de la construction et les améliorations apportées au projet.

5) Cette rubrique comprend les calculs estimatifs 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 2005, TransCanada s'attend à capitaliser ses régimes de retraite et ses autres régimes d'avantages sociaux dans une mesure d'environ 67 millions de dollars et 6 millions de dollars, respectivement. La capitalisation totale pour un montant moindre qui est prévue en 2005, comparativement aux 88 millions de dollars versés en 2004, est le fruit du rendement des placements supérieur aux attentes à long terme en 2004, neutralisé en partie par de nouvelles réductions des taux d'actualisation utilisés pour calculer le passif des régimes de retraite.

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 gazoduc de la vallée du Mackenzie. Ce 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. Aux termes de l'accord, TransCanada a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Ce montant est actuellement évalué à environ 90 millions de dollars. Au 31 décembre 2004, TransCanada avait fourni 60 millions de dollars aux termes de ce prêt (34 millions de dollars au 31 décembre 2003), montant qui est compris dans le poste Autres actifs au bilan. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet.

TransCanada avait mis en place une ligne de crédit d'exploitation de 50 millions de dollars pour S.E.C. Électricité, qui pouvait être renouvelée. En août 2004, le montant prélevé sur cette ligne de crédit a été entièrement remboursé par S.E.C. Électricité et la ligne de crédit d'exploitation a été annulée.

Au 31 décembre 2004, TransCanada détenait une participation de 33,4 % dans TC PipeLines, LP, une société en commandite ouverte. Le 28 mai 2003, TC PipeLines, LP a renouvelé auprès de TransCanada sa facilité de crédit renouvelable non garantie d'un montant de 40 millions de dollars US et d'une durée de deux ans. Au 31 décembre 2004, la société en commandite avait prélevé des fonds de 6,5 millions de dollars US aux termes de cette facilité de crédit (néant au 31 décembre 2003).

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

Garanties TransCanada n'était liée par aucune garantie relativement à la dette à long terme de tiers non apparentés au 31 décembre 2004.

Dans le cadre de l'acquisition de Bruce Power, la société, Cameco et BPC Generation Infrastructure Trust ont garanti, solidairement et proportionnellement, certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement aux permis d'exploitation, au contrat de location, aux conventions de vente d'électricité et aux services contractuels. La quote-part de TransCanada du risque net découlant de ces garanties était évaluée, au 31 décembre 2004, à environ 158 millions de dollars sur un maximum de 293 millions de dollars. Les garanties échoient entre 2005 à 2018. La valeur comptable actuelle du passif lié à ces garanties est de néant et sa juste valeur est d'environ 9 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 161 millions de dollars US de TransGas émis auprès du public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de l'accord, la société et

une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires faisaient défaut de verser leur apport. Tout paiement effectué par 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. Les fonds entiers représentent la valeur nominale totale de l'obligation possible selon certaines garanties de GTN et serviront à exécuter l'obligation aux termes des garanties désignées.

Éventualités En 2003, la Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Association et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario, une action contre TransCanada et Enbridge Inc. pour les 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 de l'Office national de l'énergie. La société croit que la demande n'est pas fondée et se défendra vigoureusement. La société n'a constitué aucune provision liée à un passif éventuel. Tout passif, s'il en est, serait traité par le truchement du processus de réglementation.

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

INSTRUMENTS FINANCIERS ET AUTRES

La société émet des titres de créance à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, elle achète et vend des produits énergétiques de base 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 et à d'autres instruments financiers pour gérer les risques résultant de ces activités.

Pour être comptabilisé à titre d'élément de couverture, un instrument dérivé doit être désigné comme tel et être efficace. Les gains ou les pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés comme éléments de couverture sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique que le sont les opérations couvertes correspondantes. La constatation des gains ou des pertes attribuables aux instruments dérivés auxquels la société a recours pour couvrir les risques liés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta, au réseau de GTN et à celui de Foothills est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

La valeur comptable des instruments dérivés servant à couvrir le risque de prix lié aux éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère des établissements étrangers autonomes est inscrite au bilan à la juste valeur de ces éléments. Les gains et les pertes sur ces instruments dérivés, matérialisés ou non, sont comptabilisés dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres, en tant que réduction des gains et pertes correspondants découlant de la conversion des actifs et des passifs des filiales étrangères. Au 1^{er} janvier 2004, la valeur comptable des swaps de taux d'intérêt est inscrite au bilan à sa juste valeur. Les opérations conclues en monnaie étrangère qui sont couvertes par des contrats de change sont inscrites selon les taux de change figurant aux contrats. Les

instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique sont inscrits au bilan à leur juste valeur.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été estimée en fonction des taux du marché à la fin de l'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique a été calculée en fonction de prix à terme estimatifs pour la période visée.

Les montants nominaux de référence ne sont pas présentés dans les états financiers parce qu'ils ne donnent pas lieu à des échanges entre la société et les autres parties aux contrats, et qu'ils ne constituent pas une mesure des risques auxquels la société est exposée. Ces montants nominaux de référence servent uniquement à calculer les paiements à effectuer à l'égard de certains instruments dérivés.

Établissements étrangers Aux 31 décembre 2004 et 2003, la société détenait des éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère qui l'exposaient au risque lié aux variations des taux de change. La société a recours à des instruments dérivés libellés en devises pour couvrir le montant net du risque après impôts. Les instruments dérivés libellés en devises comportent un risque lié au taux d'intérêt variable, contre lequel la société se protège en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie du taux d'intérêt. Dans le tableau qui suit, les montants présentés à la juste valeur pour les instruments dérivés qui ont été désignés en tant qu'éléments de couverture et efficaces à ce titre, relativement au risque de change, sont contrebalancés par les gains ou les pertes de change qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont inscrits dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres.

Investissement net dans des éléments d'actif libellés en monnaie étrangère

Actif (passif)	2004			2003	
	Traitements comptable	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital (US)	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital (US)
Aux 31 décembre (en millions de dollars)					
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2006 et 2009)	Éléments de couverture	95	400	65	250
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2005)	Éléments de couverture	(1)	305	3	125
Options sur dollars US (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	1	100	–	–

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan consolidé de 2004 à sa juste valeur. Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant qu'éléments de couverture et efficaces à ce titre pour ce qui est de l'investissement net dans des établissements étrangers, les montants compensateurs sont inclus dans le compte Écart de conversion.

De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 375 millions de dollars (311 millions de dollars en 2003) et de 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de 4 millions de dollars (3 millions de dollars en 2003) et de 4 millions de dollars (1 million de dollars en 2003).

Rapprochement des gains (pertes) de change

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Solde au début de l'exercice	(40)	14
Pertes à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(64)	(136)
Gains de change sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts sur les bénéfices	33	82
	(71)	(40)

Gains (pertes) de change Les gains (pertes) de change compris dans les Autres charges (produits) de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'établissaient à 4 millions de dollars (néant en 2003; (11) millions de dollars en 2002).

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

Actif (passif)		2004		2003	
		Traitement comptable	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur
Aux 31 décembre (en millions de dollars)					
Change					
Swaps de devises					
(échéant entre 2010 et 2012)	Éléments de couverture	(39)	157 US	(26)	282 US
Taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments de couverture	7	145	(1)	340
(échéant entre 2006 et 2009)	Éléments autres que de couverture	9	374	10	624
		16		9	
En dollars US					
(échéant entre 2010 et 2015)	Éléments de couverture	(2)	275 US	11	50 US
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	7	100 US	(3)	50 US
		5		8	

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan consolidé à sa juste valeur en 2004. De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 227 millions de dollars (390 millions de dollars en 2003) et de 157 millions de dollars US (282 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de (4) millions de dollars (néant en 2003) et de (4) millions de dollars (6 millions de dollars en 2003).

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

Actif (passif)		2004		2003		
Aux 31 décembre (en millions de dollars)		Traitement comptable	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
Change						
Options (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture		2	225 US	1	25 US
Contrats de change à terme (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture		1	29 US	1	19 US
Swaps de devises (échéant en 2013)	Éléments de couverture		(16)	100 US	(7)	100 US
Taux d'intérêt						
Options (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture		–	50 US	(2)	50 US
Swaps de taux d'intérêt						
En dollars CA						
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments de couverture		4	100	2	50
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments autres que de couverture		1	110	2	100
			5		4	
En dollars US						
(échéant entre 2006 et 2013)	Éléments de couverture		5	100 US	40	250 US
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture		22	250 US	(3)	200 US
			27		37	

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan consolidé à sa juste valeur en 2004. Au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 136 millions de dollars (136 millions de dollars en 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de (10) millions de dollars (néant en 2003) et de (10) millions de dollars ((7) millions de dollars en 2003).

Certaines des coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant les taux d'intérêt pour gérer les risques liés aux taux d'intérêt. La quote-part de la juste valeur des instruments dérivés en vigueur au 31 décembre 2004 et dont la société était redevable s'établissait à 1 million de dollars ((1) million de dollars en 2003).

Gestion du risque lié au prix de l'énergie Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit au bilan à sa juste valeur en 2004 et 2003.

Électricité

Actif (passif)		2004	2003
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps			
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	7	(5)
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	(2)	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	(39)	(34)
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	(2)	(1)
Contrats de rendement thermique			
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	(1)	(1)

Volumes de référence		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
Au 31 décembre 2004	Traitement comptable	Ventes	Achats	Ventes	Achats
Électricité – swaps					
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	3 314	7 029	–	–
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	438	–	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	–	–	80	84
(échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	–	–	5	8
Contrats de rendement thermique					
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	–	229	2	–
Au 31 décembre 2003					
Électricité – swaps					
	Éléments de couverture	1 331	4 787	–	–
	Éléments autres que de couverture	59	77	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
	Éléments de couverture	–	–	79	81
	Éléments autres que de couverture	–	–	–	7
Contrats de rendement thermique					
	Éléments de couverture	–	735	1	–

Couverture des opérations libellées en dollars US

Afin d'atténuer les risques et de protéger ses marges lorsque les contrats d'achat et de vente sont libellés en diverses monnaies étrangères, la société peut avoir recours à des contrats de change à terme et à des options sur devises qui établissent le taux de change des flux de trésorerie provenant des opérations d'achat et de vente connexes.

GESTION DES RISQUES

Aperçu 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 le ferme engagement d'appuyer cette fonction. Le principal objectif de gestion des risques de TransCanada vise à 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 processus sont en place pour assurer que les risques sont adéquatement évalués en fonction des opérations et des contreparties.
 - **Revue et rapports** Les positions adoptées par la société sur le marché et les risques auxquels elle est exposée, ainsi que la solvabilité des contreparties, font l'objet de revues et de rapports présentés régulièrement à la haute direction.
 - **Responsabilité** Les secteurs d'activité visés sont responsables de tous les risques et de tous les résultats de leurs activités particulières.
- **Examen de la vérification** Les risques individuels sont soumis à un examen de vérification interne, et le rapport de vérificateurs indépendants est présenté au comité de vérification du conseil d'administration de 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 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, sous la surveillance du personnel chargé de la gestion des risques, et vérifiées par le personnel de vérification interne.

TransCanada gère les risques de marché conformément aux lignes de conduite de la société en matière de risques et aux limites établies pour ses positions. Les principaux risques de marché 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 d'emprunts 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 déterminant des positions compensatrices ou en ayant recours à des instruments financiers dérivés.

Gestion du risque de contrepartie Le risque de contrepartie représente les pertes financières que la société subirait si la contrepartie ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et conditions des ententes intervenues avec la société. Le risque de contrepartie est atténué par l'exécution d'évaluations financières et autres visant à déterminer la solvabilité d'une contrepartie, à établir 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 14 afférente aux états financiers consolidés.

Risques et gestion du risque liés au protocole de Kyoto TransCanada croit que le gaz naturel transporté et que l'électricité produite par ses installations jouent un rôle critique pour répondre à la demande énergétique à l'échelle du continent. Néanmoins, la société reconnaît que ses installations produisent des émissions pouvant contribuer au changement climatique et aux problèmes atmosphériques. Pour cette raison, la société accorde beaucoup d'importance à la gestion des émissions atmosphériques et aux questions liées au changement climatique dans ses activités de gestion de l'environnement.

En Amérique du Nord, une politique sur le changement climatique est en voie de réalisation. En décembre 2002, le gouvernement canadien a présenté ses instruments de ratification aux Nations Unies, faisant du Canada le 100^e pays à ratifier le protocole de Kyoto. Par la suite, le gouvernement fédéral a entamé des discussions avec l'industrie au sujet de la réduction des émissions pour trois grandes catégories de sources : le secteur pétrolier et gazier, le secteur de l'électricité et le secteur minier et de la fabrication. Le mécanisme proposé pour atteindre les objectifs de réduction est un système d'échange de droits d'émission au Canada qui fixerait des objectifs d'émissions pour les secteurs visés à des niveaux d'intensité déterminés au préalable.

Source directe d'émissions de gaz à effet de serre, les installations de TransCanada seront touchées par les politiques sur les changements climatiques élaborées au Canada. Alimentés par des sources d'énergie fossile, les centrales électriques, les réseaux pipeliniers et les usines de noir de carbone devraient être visés par le plan proposé par le gouvernement fédéral pour les émissions industrielles. Toutefois, on ne connaît pas à l'heure actuelle les détails de la répartition des objectifs de réduction entre les secteurs et les options de conformité admissibles. Tant que la répartition des objectifs de réduction entre les secteurs et que les options de conformité n'auront pas été définitivement arrêtées, il est difficile de déterminer l'ampleur des incidences pour les actifs canadiens de la société.

Au cours des douze prochains mois, TransCanada continuera de participer aux discussions sur la politique en matière de changement climatique dans les territoires où elle possède des actifs et des intérêts commerciaux. Pour TransCanada, le changement climatique est un dossier qui revêt une importance stratégique, et la gestion de cette grande préoccupation environnementale retient l'attention depuis plusieurs années. TransCanada a mis en place une stratégie générale de gestion du changement climatique qui s'articule autour de cinq grands éléments :

- participation à des forums sur la politique;
- adoption de programmes de réduction des émissions directes;
- évaluation de nouvelles technologies;
- évaluation de mécanismes d'échange d'émissions;
- évaluation d'occasions d'affaires.

Des activités ont cours dans chacun de ces secteurs, et la société est résolue à partager ses progrès avec le grand public. Depuis plusieurs années déjà, TransCanada documente ses activités techniques et ses travaux de recherche et développement dans des rapports soumis annuellement à Registre défi-climat canadien. Le gouvernement du Canada a imposé par la loi la déclaration des émissions de gaz à effet de serre à compter de 2005. TransCanada continuera de communiquer des renseignements sur ses activités de gestion des gaz à effet de serre.

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

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

De l'avis de ces dirigeants, et au meilleur de leurs connaissances, il n'y a eu aucun changement important dans les contrôles internes sur la présentation de l'information financière ou dans tout autre facteur qui pourrait avoir une incidence importante sur les contrôles internes exercés sur la présentation de l'information financière postérieurement à la date à laquelle une telle évaluation a été effectuée relativement au présent rapport annuel.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, 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 déposé auprès de la SEC des attestations sur la qualité de l'information présentée par TransCanada dans les rapports de l'exercice 2004 déposés auprès de la SEC.

CONVENTION COMPTABLE D'IMPORTANCE CRITIQUE

La société comptabilise les incidences de la réglementation des prix conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) définis dans la note 1 afférente 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 produits, et on doit pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des prix établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés aux clients et être récupérés de ces derniers à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte. La direction de la société estime que ces trois critères ont été respectés. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que, pour rendre compte adéquatement de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, et ce faisant pour que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, le moment de la constatation de certains produits et charges pour les entreprises réglementées peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre en vertu des PCGR. L'exemple le plus significatif a trait à la comptabilisation des impôts sur les bénéfices selon la méthode de l'impôt exigible, comme il est indiqué à la note 15 afférente aux états financiers consolidés.

ESTIMATION COMPTABLE D'IMPORTANCE CRITIQUE

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. La dotation aux amortissements est une estimation comptable critique de TransCanada. Les immobilisations corporelles de TransCanada sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. La dotation aux

amortissements s'est établie à 945 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004. La dotation aux amortissements influe sur les entreprises de transport de gaz et d'électricité de la société. Pour l'entreprise de transport de gaz, les taux d'amortissement sont approuvés par les organismes de réglementation et sont recouverts en fonction du coût des services ou des produits proposés. Si le recouvrement par le truchement de la tarification était approuvé par les organismes de réglementation, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net de TransCanada, mais aurait une incidence directe sur les fonds provenant de l'exploitation.

En 2004, TransCanada a constaté dans ses résultats le solde de l'estimation comptable d'importance critique en ce qui a trait au gain reporté après impôts constaté à la vente de l'entreprise de commercialisation du gaz en 2001, tel qu'il est discuté plus en détail sous la rubrique Activités abandonnées.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Obligations liées à la mise hors service

d'immobilisations En janvier 2003, l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) a publié un nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ». Le nouveau chapitre traite de la comptabilisation et de l'évaluation des passifs liés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles lorsque de telles obligations découlent de l'acquisition, de la construction, de la mise en valeur ou de l'exploitation courante de ces immobilisations. Selon ce chapitre, la juste valeur du passif lié à une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice durant lequel cette obligation est assumée, s'il est possible de faire une évaluation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'élément d'actif correspondant. Le passif s'accroît à la fin de l'exercice par une imputation aux charges d'exploitation. Ce chapitre est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2004 pour TransCanada; il a été appliqué rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. La note 2 afférente aux états financiers consolidés renferme des renseignements complémentaires sur l'incidence de cette modification comptable.

Relations de couverture La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité, *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, la désignation et l'efficacité des couvertures, ainsi que les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. La note 2 afférente aux états financiers consolidés renferme des renseignements complémentaires sur l'incidence de cette modification comptable.

Principes comptables généralement reconnus En date du 1^{er} janvier 2004, la société a adopté le nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Principes comptables généralement reconnus » qui présente des normes de présentation de l'information financière conformément aux PCGR. Ce chapitre définit les sources premières des PCGR et exige qu'une entité applique toute source première pertinente, ce qui fournit une exception pour les établissements dont les droits sont réglementés, et signifie qu'il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée. Les recommandations de ce chapitre ont été appliquées prospectivement. La note 2 afférente aux états financiers consolidés renferme des renseignements complémentaires sur l'incidence de cette modification comptable.

Normes générales de présentation des états

financiers En date du 1^{er} janvier 2004, la société a adopté les recommandations du nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Normes générales de présentation des états financiers » qui apporte des éclaircissements au sujet de ce qui constitue une « image fidèle selon les PCGR ». L'adoption des recommandations de ce chapitre n'a aucunement influé sur les états financiers consolidés de la société.

Avantages sociaux futurs En mars 2004, l'ICCA a modifié le chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Avantages sociaux futurs ». Les modifications élargissent les exigences de présentation de l'information sur les avantages sociaux futurs et s'appliquent à compter des exercices terminés le ou après le 30 juin 2004. La société a adopté ces dispositions à compter du 31 décembre 2004. Les

incidences de l'adoption de ces modifications sont présentées à la note 18 afférente aux états financiers consolidés de la société.

Dépréciation d'actifs à long terme La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les dispositions du nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Dépréciation d'actifs à long terme ». Les nouvelles normes énoncées dans ce chapitre traitent de la comptabilisation, de l'évaluation et de la présentation de l'information relativement à la dépréciation d'actifs à long terme ainsi que de nouvelles dispositions relatives au calcul de la dévaluation. L'adoption des recommandations de ce chapitre n'a aucunement influé sur les états financiers consolidés de la société.

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables En juin 2003, le Conseil des normes comptables de l'ICCA a publié une nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité intitulée « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables » qui exige des entreprises qu'elles constatent l'existence d'entités à détenteurs de droits variables dans lesquelles elles détiennent une participation, qu'elles établissent si elles en sont les principaux bénéficiaires et, le cas échéant, qu'elles procèdent à leur consolidation. Pour TransCanada, les exigences de la note d'orientation s'appliquent à compter du 1^{er} janvier 2005. L'adoption des dispositions de cette note d'orientation ne devrait pas avoir d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Instruments financiers – présentation de l'information En novembre 2004, l'ICCA a modifié le chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Instruments financiers – Informations à fournir et présentation » afin de fournir une orientation sur la classement de certains instruments financiers qui représentent des obligations pouvant être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que

titres de créance lorsque les obligations que représente l'instrument n'établissent pas une relation de propriété. Cette modification prend effet pour les exercices débutant le 1^{er} novembre 2004 ou par la suite. Par conséquent, la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés sera classée avec la dette à compter du 1^{er} janvier 2005.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le conseil d'administration de TransCanada a approuvé au cours d'exercices antérieurs des plans visant la cession de l'entreprise d'activités internationales de la société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada, de son entreprise de commercialisation du gaz et de certaines autres entreprises. Les participations de TransCanada dans Gasoducto del Pacifico (Gas Pacifico), INNERGY Holdings S.A. (INNERGY) et P.T. Paiton Energy Company (Paiton), dont la cession avait été approuvée antérieurement, ont été comptabilisées en tant qu'activités poursuivies depuis le 31 décembre 2003 en raison du temps qu'il a fallu à la société pour mener à bien la cession de ces actifs. Les résultats de Gas Pacifico et d'INNERGY sont inclus dans ceux de l'entreprise de transport de gaz et les résultats de Paiton sont inclus dans ceux de l'entreprise d'électricité. La société a l'intention de poursuivre son plan de cession de ces participations.

En 2004, la société a revu la provision pour pertes liées aux activités abandonnées et le gain reporté après impôts. TransCanada a ainsi constaté, dans les résultats de 2004, la tranche restante de 52 millions de dollars provenant d'un montant d'origine de 102 millions de dollars pour gain reporté après impôts.

En 2003, TransCanada avait constaté dans les résultats une tranche de 50 millions de dollars du gain reporté initial de 102 millions de dollars après impôts. En 2002, la société a constaté un bénéfice net (une perte nette) de néant au chapitre des activités abandonnées.

FILIALES ET PLACEMENTS

Les filiales et placements de TransCanada qui détiennent des actifs d'exploitation d'envergure s'établissent comme suit.

Filiale ou placement	Actifs d'exploitation d'envergure	Juridiction	Pourcentage effectif de participation de TransCanada
TransCanada PipeLines Limited	Réseau principal au Canada, réseau de la Colombie-Britannique	Canada	100
NOVA Gas Transmission Ltd.	Réseau de l'Alberta	Alberta	100
TransCanada Pipeline Ventures Ltd.	Ventures LP	Alberta	100
Foothills Pipe Lines Ltd.	Réseau de Foothills	Canada	100
TransCanada Pipeline USA Ltd.		Nevada	100
Gas Transmission Northwest Corporation	GTN	Californie	100
TransCanada Power Marketing Ltd.	Activités dans le secteur de l'électricité aux États-Unis	Delaware	100
Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership	Great Lakes	Delaware	50
Iroquois Gas Transmission System L.P.	Iroquois	Delaware	41
Portland Natural Gas Transmission System Partnership	Portland	Maine	61,7
TC PipeLines, LP	Actifs de TC PipeLines, LP	Delaware	33,4
Northern Border Pipeline Company	Northern Border	Texas	10
Tuscarora Gas Transmission Company	Tuscarora	Nevada	17,4
TransCanada Energy Ltd.	Activités dans le secteur de l'électricité au Canada	Canada	100
S.E.C. TransCanada Électricité	Actifs de S.E.C. Électricité	Ontario	30,6
Bruce Power L.P.	Bruce Power	Ontario	31,6
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	TQM	Canada	50
CrossAlta Gas Storage & Services Ltd.	CrossAlta	Alberta	60
TransGas de Occidente S.A.	TransGas	Colombie	46,5

Principales données financières consolidées des trois derniers exercices ¹⁾

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

	2004	2003	2002
États des résultats			
Produits	5 107	5 357	5 214
Bénéfice net			
Activités poursuivies	980	801	747
Activités abandonnées	52	50	–
Total	1 032	851	747
Bilans			
Total de l'actif	22 130	20 701	20 172
Dette à long terme	9 713	9 465	8 815
Dette sans recours des coentreprises	779	761	1 222
Titres privilégiés	19	22	238
Données par action ordinaire			
Bénéfice net – de base			
Activités poursuivies	2,02 \$	1,66 \$	1,56 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	–
	2,13 \$	1,76 \$	1,56 \$
Bénéfice net – dilué			
Activités poursuivies	2,01 \$	1,66 \$	1,55 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	–
	2,12 \$	1,76 \$	1,55 \$
Dividendes déclarés	1,16 \$	1,08 \$	1,00 \$

1) Les principales données financières consolidées des trois derniers exercices ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude. On trouve, à la note 1 et à la note 21 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2004 de TransCanada, compris dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, des renseignements détaillés sur les facteurs influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

Principales données financières trimestrielles consolidées ¹⁾

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

	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
2004				
Produits	1 394	1 224	1 256	1 233
Bénéfice net				
Activités poursuivies	185	193	388	214
Activités abandonnées	–	52	–	–
	185	245	388	214
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,38 \$	0,40 \$	0,80 \$	0,44 \$
Activités abandonnées	–	0,11	–	–
	0,38 \$	0,51 \$	0,80 \$	0,44 \$
Bénéfice net par action – dilué				
Activités poursuivies	0,38 \$	0,39 \$	0,80 \$	0,44 \$
Activités abandonnées	–	0,11	–	–
	0,38 \$	0,50 \$	0,80 \$	0,44 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,29 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,29 \$
2003				
Produits	1 319	1 391	1 311	1 336
Bénéfice net				
Activités poursuivies	193	198	202	208
Activités abandonnées	–	50	–	–
	193	248	202	208
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,40 \$	0,41 \$	0,42 \$	0,43 \$
Activités abandonnées	–	0,10	–	–
	0,40 \$	0,51 \$	0,42 \$	0,43 \$
Bénéfice net par action – dilué				
Activités poursuivies	0,40 \$	0,41 \$	0,42 \$	0,43 \$
Activités abandonnées	–	0,10	–	–
	0,40 \$	0,51 \$	0,42 \$	0,43 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,27 \$	0,27 \$	0,27 \$	0,27 \$

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 21 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2004 de TransCanada, compris dans le rapport annuel 2004 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 L'entreprise de transport de gaz est principalement constituée des participations de la société dans des gazoducs réglementés, et ses produits et 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 les résultats sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs et en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité est constituée principalement des participations de la société dans des centrales électriques et ses produits et son résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux éléments ayant influé sur le résultat net trimestriel de 2004 et 2003 s'établissent comme suit.

- Au premier trimestre de 2003, TransCanada a effectué l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, ce qui a fait augmenter le bénéfice de participation de l'entreprise d'électricité par la suite.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2003 comprenait un montant après impôts de 19 millions de dollars au titre d'un gain découlant d'un règlement conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie qui avait manqué à ses engagements aux termes de contrats à terme d'électricité.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars qui revient à TransCanada sur un rajustement positif des économies d'impôts futurs constatées par TransGas.
- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant d'environ 12 millions de dollars.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, dont 132 millions de dollars avaient été reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017.
- Au troisième trimestre de 2004, les décisions rendues par l'EUB sur les coûts en capital généraux et la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 ont entraîné une baisse du résultat du réseau de l'Alberta comparativement au résultat des trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un rajustement de 12 millions de dollars après impôts lié à l'annulation de provisions pour la restructuration établies préalablement et la constatation de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital.
- Au quatrième trimestre de 2004, TransCanada a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté dans les résultats un montant de 14 millions de dollars depuis la date d'acquisition, soit le 1^{er} novembre 2004. L'entreprise d'électricité a constaté un montant de 16 millions de dollars avant impôts qui rend compte de l'incidence positive d'une opération de restructuration ayant trait à des contrats d'achat d'électricité aux États-Unis entre OSP et Boston Edison relativement aux établissements de l'Est.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2004

Aperçu des résultats sectoriels

Trimestres terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Transport de gaz	157	160
Électricité	31	44
Siège social	(3)	(11)
Bénéfice net	185	193

Au quatrième trimestre de 2004, le bénéfice net et le résultat net de TransCanada se sont chiffrés à 185 millions de dollars (0,38 \$ par action), comparativement à 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) pour la même période en 2003. Ce recul s'explique surtout par le résultat net inférieur des entreprises d'électricité et de transport de gaz, en partie annulé par la réduction des charges nettes du secteur Siège social.

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a régressé de 13 millions de dollars, passant de 44 millions de dollars au quatrième trimestre de 2003 à 31 millions de dollars au quatrième trimestre de 2004, et ce, principalement en raison du recul du résultat des établissements de l'Ouest et des établissements de l'Est. Le bénéfice d'exploitation et les produits divers pour le quatrième trimestre de 2004 se sont élevés à 25 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de moins que le chiffre de 31 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Ce recul est principalement attribuable au bénéfice réduit de ManChief par suite de la vente de la centrale à S.E.C. Électricité en avril 2004, aux rajustements cumulatifs des frais d'exploitation déterminés au quatrième trimestre de 2004 pour la centrale de cogénération de MacKay River et aux marges réduites attribuables au fléchissement des coûts thermiques sur le marché pour les volumes non visés par des contrats.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est pour le quatrième trimestre de 2004 se sont élevés à 31 millions de dollars, soit 5 millions de dollars de moins que le chiffre de 36 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Ce recul est principalement attribuable au bénéfice réduit en raison de la vente des installations hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable des coûts supérieurs du gaz combustible d'OSP et au résultat constaté en 2003 pour la centrale temporaire de Cobourg ainsi qu'au fléchissement du dollar américain entre 2003 et 2004. Ces réductions ont été en partie annulées par l'incidence positive de 16 millions de dollars avant impôts découlant d'une restructuration liée aux contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison. Durant le quatrième trimestre de 2004, TransCanada a conclu avec Boston Edison une opération par laquelle TransCanada prend en charge une part de 23,5 % des contrats d'achat d'électricité d'OSP et a constaté le résultat à compter de la date d'entrée en vigueur de l'opération, soit le 1^{er} avril 2004.

Au quatrième trimestre de 2004, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est chiffré à 157 millions de dollars, alors qu'il avait été de 160 millions de dollars pour la même période en 2003. Ce recul de 3 millions de dollars s'explique par la baisse de 5 millions de dollars du résultat des gazoducs détenus en propriété

exclusive, en partie neutralisée par la hausse de 2 millions de dollars du résultat net des autres entreprises de transport de gaz. La régression du résultat net des gazoducs détenus en propriété exclusive s'explique surtout par le recul du résultat net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta. Les décisions rendues par les organismes de réglementation en 2004 ainsi que le taux de rendement et les bases tarifaires inférieurs ont fait baisser le résultat net du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta. Ces replis ont été en partie annulés par le résultat net trimestriel de 14 millions de dollars provenant de la participation de TransCanada dans GTN, dont l'acquisition a été réalisée en novembre 2004. La hausse du résultat des autres entreprises de gaz s'explique principalement par l'accroissement du résultat de CrossAlta en raison des conditions favorables sur le marché du stockage de gaz naturel ainsi que par l'augmentation du résultat de Ventures LP. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence du fléchissement du dollar américain.

Les charges nettes, après impôts, du secteur Siège social pour le trimestre terminé le 31 décembre 2004 se sont élevées à 3 millions de dollars, alors qu'elles avaient été de 11 millions de dollars pour la période correspondante en 2003. La baisse de 8 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour le trimestre terminé le 31 décembre 2004 comparativement à la même période en 2003 découle surtout de l'incidence favorable d'éléments liés aux impôts sur les bénéfices et au change.

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Au 1^{er} mars 2005, TransCanada avait 485 240 166 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait en circulation environ 10 694 000 options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont environ 8 443 000 options pouvaient être exercées au 1^{er} mars 2005.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

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

On trouve d'autres principales données financières consolidées pour les exercices terminés les 31 décembre 2004, 2003, 2002, 2001 et 2000 sous la rubrique « Points saillants des résultats financiers des cinq derniers exercices » aux pages 120 et 121 du présent rapport annuel.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent rapport de gestion contient des informations prospectives qui sont assujetties à des risques et des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces informations pourraient différer des résultats ou des événements qui se produiront. Les facteurs en raison desquels les résultats ou événements 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 facteurs de concurrence dans le secteur des gazoducs et de l'électricité ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. Pour obtenir des renseignements complémentaires sur ces facteurs et sur d'autres, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières au Canada et de la SEC. TransCanada n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison.

GLOSSAIRE

ACPP Association canadienne des producteurs pétroliers	Keystone Projet Keystone
APG Aboriginal Pipeline Group	Le Consortium Le consortium regroupant Cameco et BPC Generation Infrastructure Trust
ATCO ATCO Pipelines	LPN Loi sur le pipe-line du Nord du Canada
Boston Edison Boston Edison Company	Millennium Projet de gazoduc Millennium
Bruce Power Bruce Power L.P.	Moody's Moody's Investors Service
BSOC Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	MW Mégawatts
CAE Conventions d'achat d'électricité	MWh Mégawatts-heure
Cameco Cameco Corporation	Northern Border Northern Border Pipeline
Cartier énergie Cartier énergie éolienne Inc.	ONÉ Office national de l'énergie
Contrôles de présentation de l'information Contrôles et mécanismes de présentation de l'information	OPG Ontario Power Generation
CrossAlta CrossAlta Gas Storage & Services Ltd.	OSP Ocean State Power
DBRS Dominion Bond Rating Service Limited	Paiton P.T. Paiton Energy Company
Demande de 2004 Demande de droits et tarifs de 2004 pour le réseau principal au Canada	PCGR Principes comptables généralement reconnus
EUB Energy and Utilities Board de l'Alberta	Portland Portland Natural Gas Transmission System
FERC Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis	Portlands Energy Portlands Energy Centre L.P.
Foothills Foothills Pipe Lines Ltd.	Résultat net Bénéfice net découlant des activités poursuivies
FT Service de transport garanti	S.E.C. Électricité S.E.C. TransCanada Électricité
FT-NR Service de transport garanti non renouvelable	SEC Securities and Exchange Commission des États-Unis
FT-RAM Service de transport garanti à longue distance	Shell Shell US Gas & Power LLC
Gas Pacífico Gasoducto del Pacífico	Simmons Simmons Pipeline System
GNL Gaz naturel liquéfié	TCPL TransCanada PipeLines Limited
Great Lakes Réseau de Great Lakes Gas Transmission	TCPM TransCanada Power Marketing Limited
GTN Réseau de Gas Transmission Northwest et de North Baja, collectivement	TQM Gasoduc Trans Québec & Maritimes
GUA Gas Utilities Act (Alberta)	TransCanada ou la société TransCanada Corporation
GWh Gigawatts-heure	TransGas TransGas de Occidente S.A.
Hydro-Québec Hydro-Québec Distribution	Tuscarora Tuscarora Gas Transmission Company
ICCA Institut Canadien des Comptables Agréés	USGen USGen New England
INNERGY INNERGY Holdings S.A.	Ventures LP TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership
Iroquois Iroquois Gas Transmission System	Vermont Hydroelectric Vermont Hydroelectric Power Authority
JNB Jonction North Bay	



ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DE 2004



RAPPORT DE LA DIRECTION

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

La direction a rédigé un rapport de gestion qui se fonde sur les résultats financiers de la société, lesquels ont été établis conformément aux PCGR du Canada. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière de la société pour les exercices 2004 et 2003, 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 2003 et 2002. La note 22 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence, sur les états financiers consolidés, des différences importantes entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis.

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

Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification composé d'administrateurs qui ne sont pas reliés à la société et qui n'en sont pas des dirigeants. Au cours de l'exercice, le comité de vérification rencontre au moins cinq fois la direction ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et la vérification. Ce comité examine 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., qui est reproduit à la page 79, 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,
Expansion des affaires et chef des finances,



Russell K. Girling

Le 28 février 2005

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de TransCanada Corporation

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada Corporation aux 31 décembre 2004 et 2003 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 2004. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

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

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2004 et 2003, 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 2004 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

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

Comptables agréés

Calgary, Canada

Le 28 février 2005

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2004	2003	2002
Produits	5 107	5 357	5 214
Charges d'exploitation			
Coût des marchandises vendues	539	692	627
Autres coûts et charges	1 635	1 682	1 546
Amortissement	945	914	848
	3 119	3 288	3 021
Bénéfice d'exploitation	1 988	2 069	2 193
Autres charges (produits)			
Charges financières (note 9)	810	821	867
Charges financières des coentreprises	60	77	90
Bénéfice de participation (note 7)	(171)	(165)	(33)
Intérêts créditeurs et autres produits	(65)	(60)	(53)
Gains liés à S.E.C. Électricité (note 8)	(197)	–	–
	437	673	871
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéficiaires et part des actionnaires sans contrôle	1 551	1 396	1 322
Impôts sur les bénéfices (note 15)			
Exigibles	431	305	270
Futurs	77	230	247
	508	535	517
Part des actionnaires sans contrôle (note 12)	63	60	58
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	980	801	747
Bénéfice net découlant des activités abandonnées (note 21)	52	50	–
Bénéfice net	1 032	851	747
Bénéfice net par action (note 13)			
De base			
Activités poursuivies	2,02 \$	1,66 \$	1,56 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	–
	2,13 \$	1,76 \$	1,56 \$
Dilué			
Activités poursuivies	2,01 \$	1,66 \$	1,55 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	–
	2,12 \$	1,76 \$	1,55 \$

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	980	801	747
Amortissement	945	914	848
Impôts futurs	77	230	247
Gains liés à S.E.C. Électricité	(197)	–	–
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues (note 7)	(123)	(119)	(6)
Part des actionnaires sans contrôle	63	60	58
Capitalisation de régimes de retraite en sus des charges de retraite	(29)	(65)	(33)
Autres	(42)	(11)	(34)
Fonds provenant des activités poursuivies	1 674	1 810	1 827
Diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 19)	34	112	33
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	1 708	1 922	1 860
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités abandonnées	(6)	(17)	59
	1 702	1 905	1 919
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(476)	(391)	(599)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise (note 8)	(1 516)	(570)	(228)
Cession d'actifs (note 8)	410	–	–
Montants reportés et autres	(24)	(138)	(112)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 606)	(1 099)	(939)
Activités de financement			
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(623)	(588)	(546)
Effets à payer émis (remboursés), montant net	179	(62)	(46)
Dette à long terme émise	1 042	930	–
Réduction de la dette à long terme	(997)	(744)	(486)
Dette sans recours émise par les coentreprises	233	60	44
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(113)	(71)	(80)
Parts de coentreprises émises	88	–	–
Actions ordinaires émises	32	65	50
Rachat de débentures subordonnées de rang inférieur	–	(218)	–
Sorties nettes liées aux activités de financement	(159)	(628)	(1 064)
Incidence de la variation des taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(87)	(52)	(3)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(150)	126	(87)
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	338	212	299
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	188	338	212

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

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	188	338
Débiteurs	627	605
Stocks	174	165
Autres	120	88
	1 109	1 196
Placements à long terme (note 7)	840	733
Immobilisations corporelles (notes 4, 9 et 10)	18 704	17 415
Autres éléments d'actif (note 5)	1 477	1 357
	22 130	20 701
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Effets à payer (note 16)	546	367
Créditeurs	1 135	1 087
Intérêts courus	214	208
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 9)	766	550
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an (note 10)	83	19
	2 744	2 231
Montants reportés (note 11)	666	561
Dette à long terme (note 9)	9 713	9 465
Impôts futurs (note 15)	509	427
Dette sans recours des coentreprises (note 10)	779	761
Titres privilégiés (note 12)	19	22
	14 430	13 467
Part des actionnaires sans contrôle (note 12)	1 135	1 143
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 13)	4 711	4 679
Surplus d'apport	270	267
Bénéfices non répartis	1 655	1 185
Écart de conversion (note 14)	(71)	(40)
	6 565	6 091
Engagements, éventualités et garanties (note 20)	22 130	20 701

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Solde au début de l'exercice	1 185	854	586
Bénéfice net	1 032	851	747
Dividendes sur les actions ordinaires	(562)	(520)	(479)
	1 655	1 185	854

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

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, le transport de gaz et l'électricité, chacune de ces entreprises proposant des produits et services différents.

TRANSPORT DE GAZ

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

- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière de l'Alberta vers l'Est jusqu'au Québec (le réseau principal au Canada);
- un réseau de transport de gaz naturel en Alberta (le réseau de l'Alberta);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière de la Colombie-Britannique et de l'Idaho à la frontière entre l'Oregon et la Californie, en passant par les États d'Idaho, de Washington et d'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'en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et aux frontières américaines (le réseau de Foothills);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière ouest de l'Alberta jusque dans le sud-est de la Colombie-Britannique (le réseau de la Colombie-Britannique);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine près d'Ehrenberg, en Arizona pour aboutir à la frontière entre la Basse-Californie, au Mexique, et la Californie (le réseau de North Baja);
- des réseaux de transport de gaz naturel en Alberta qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta et un complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta (Ventures LP).

L'entreprise de transport de gaz détient par ailleurs les placements de la société dans d'autres gazoducs et installations de stockage de gaz naturel situés principalement au Canada et aux États-Unis. De plus, l'entreprise de transport de gaz recherche et aménage de nouvelles installations de transport et de stockage de gaz naturel et de regazéification du gaz naturel liquéfié au Canada et aux États-Unis.

ÉLECTRICITÉ

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

NOTE 1 Conventions comptables

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Ces principes comptables diffèrent, à certains égards, des PCGR des États-Unis. La note 22 explique les principales différences. Sauf indication contraire, les montants sont présentés en dollars canadiens. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables résumées ci-après.

Mode de présentation Aux termes d'un plan d'arrangement entré en vigueur le 15 mai 2003, les actions ordinaires de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) ont été échangées contre des actions ordinaires de TransCanada, à raison de une contre une. En conséquence, TCPL est devenue une filiale en propriété exclusive de TransCanada. Les états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003 comprennent les comptes de TransCanada et les comptes consolidés de toutes ses filiales, y compris TCPL, ainsi que la quote-part de TransCanada des comptes des coentreprises dans lesquelles la société détient une participation. Les données correspondantes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 sont celles de TCPL, de ses filiales et de la quote-part des comptes des coentreprises dans lesquelles elle détenait une participation à cette date.

Le 1^{er} novembre 2004, TransCanada a acheté une participation de 100 % dans le réseau de Gas Transmission Northwest et le réseau de North Baja (collectivement GTN) et, par conséquent, les résultats de GTN ont été consolidés avec ceux de la société par la suite. En décembre 2003, TransCanada a haussé sa participation dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (Portland), pour la porter de 43,4 % à 61,7 %. Après l'acquisition, les comptes de Portland ont été consolidés dans les états financiers de la société, et une participation de 38,3 % a été comptabilisée en tant que part des actionnaires sans contrôle. En août 2003, TransCanada a acheté les participations restantes dans Foothills Pipe Lines Ltd. et ses filiales (Foothills) qu'elle ne détenait pas antérieurement, et les comptes de Foothills ont été consolidés avec ceux de la société par la suite.

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, le réseau de Foothills et Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Trans Québec & Maritimes) relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ), tandis que le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta. La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel au Canada en ce qui concerne la détermination des produits et des droits ainsi que la construction et l'exploitation. L'ONÉ a approuvé des droits provisoires pour 2004 pour le réseau principal au Canada. Ces droits seront provisoires jusqu'à ce que soit rendue la décision au sujet de la deuxième phase de la demande tarifaire de 2004, qui portera sur la structure du capital, pour le réseau principal au Canada. Les ajustements aux droits provisoires, s'il en est, seront constatés conformément à la décision de l'ONÉ. Le réseau de Gas Transmission Northwest, le réseau de North Baja et les autres gazoducs aux États-Unis sont assujéti à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Pour rendre compte adéquatement de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, et ce faisant pour que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges de ces entreprises réglementées peut différer de celui qui est préconisé par les PCGR.

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

Stocks Les stocks sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants. Ils se composent principalement de matériaux, de matières et de fournitures, y compris des pièces de rechange, ainsi que du gaz stocké.

Immobilisations corporelles

Transport de gaz Les immobilisations corporelles liées aux activités de transport de gaz naturel sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire. Les gazoducs et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 6 %; des taux divers s'appliquent aux postes de mesurage et 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 sur la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation.

Électricité Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement de 2 % à 4 %. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation prévue estimative. L'intérêt est capitalisé dans le cas des projets d'immobilisations.

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

Conventions d'achat d'électricité Les conventions d'achat d'électricité (CAE) sont des contrats à long terme d'achat ou de vente d'électricité selon des modalités établies d'avance. Les paiements initiaux pour les CAE acquises par TransCanada sont reportés et amortis sur la durée des contrats à partir de la date d'acquisition, qui varie de 8 à 23 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 en vertu de contrats de location-exploitation.

Options sur actions Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'octroyer 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 octroyées avant 2003 est de dix ans et celle des options octroyées en 2003 et par la suite est de sept ans. Les options peuvent être levées au prix fixé au moment de leur octroi. En règle générale, dans le cas des options octroyées avant 2003, les options deviennent acquises à raison de 25 % à la date d'octroi, puis de 25 % à chacune des trois dates d'anniversaire de l'octroi. Pour les options octroyées postérieurement à 2002, aucune option n'est acquise à la date de l'octroi; les options deviennent acquises à raison de 33,3 % à chacune des trois dates d'anniversaire de l'octroi. TransCanada comptabilise les options sur actions à leur juste valeur depuis le 1^{er} janvier 2002. La société constate la charge de rémunération sur la période d'acquisition, soit trois ans. Cette charge est imputée aux résultats des secteurs Transport de gaz et Électricité.

Impôts sur les bénéfiques Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode de l'impôt exigible est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfiques aux fins de la tarification dans le cas des activités de transport de gaz naturel au Canada. Selon la méthode de l'impôt exigible, il n'est pas nécessaire de constituer une provision pour les impôts futurs. Tel qu'il est permis en vertu des 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. Pour le reste de ses activités, la société applique la méthode du report d'impôts variable. En vertu de cette méthode, des actifs et passifs d'impôts futurs sont constatés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur assiette fiscale respective. Les actifs et passifs d'impôts futurs sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur qui sont censés s'appliquer aux bénéfiques imposables des exercices durant lesquels les écarts temporaires devraient être soit recouverts, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice durant lequel elles surviennent.

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

Conversion des comptes libellés en monnaie étrangère Pour la plupart, les établissements étrangers de la société sont autonomes et leurs comptes sont convertis en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Selon cette méthode, les éléments d'actif et de passif sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice et les postes inclus dans les états consolidés des résultats, des bénéfiques non répartis et des flux de trésorerie sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les gains ou pertes de change sont présentés au poste Écart de conversion, sous les capitaux propres.

Certains établissements étrangers inclus dans la participation de TransCanada dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) sont intégrés et convertis en dollars canadiens selon la méthode temporelle. Selon cette méthode, les actifs et passifs monétaires sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, les actifs et passifs non monétaires sont convertis aux taux de change historiques, les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur au moment de l'opération et l'amortissement des actifs convertis aux taux historiques est converti au même taux que celui des actifs correspondants. Les gains et pertes de conversion sont imputés à l'état des résultats au moment où ils se produisent.

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 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 gains ou les pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés comme éléments de couverture sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique que les opérations couvertes correspondantes. La constatation des gains et des pertes sur les instruments dérivés auxquels la société a recours pour couvrir les risques liés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta, à GTN et au réseau de Foothills est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

Pour être comptabilisé à titre d'élément de couverture, un instrument dérivé doit être désigné comme tel et être efficace. Un élément de couverture des flux de trésorerie est efficace si les variations des flux de trésorerie qui en découlent annulent presque entièrement les variations des flux de trésorerie attribuables à la position couverte et si ces flux de trésorerie se produisent en même temps. Un élément de couverture de la juste valeur est efficace si les variations de sa juste valeur annulent presque entièrement les variations de la juste valeur de l'élément couvert. Si un instrument dérivé ne répond ni au critère de désignation ni au critère d'efficacité, l'instrument dérivé est comptabilisé à sa juste valeur, et les gains et pertes matérialisés et non matérialisés qui en découlent sont constatés dans les résultats. Si un instrument dérivé admissible à titre d'élément de couverture est réglé par anticipation, le gain ou la perte en découlant au moment du règlement est reporté et constaté en même temps que l'opération couverte correspondante. Toutes les primes que la société paie ou reçoit en rapport avec les instruments dérivés constituant des éléments de couverture sont reportées et amorties sur la durée des contrats de couverture.

Régimes d'avantages sociaux et autres La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (régimes PD). Le coût des prestations que les employés gagnent dans le cadre des régimes à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les hypothèses les plus probables de la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé. Les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite est déterminé en fonction de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Le gain actuariel net ou la perte actuarielle nette qui excède 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement. La société offrait auparavant à ses employés deux régimes supplémentaires, soit un régime de retraite à cotisations déterminées et un régime cumulant des prestations déterminées et des cotisations déterminées, que la société a supprimés le 31 décembre 2002.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne et de portée générale, aux termes desquels des unités sont accordées aux employés admissibles. 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. Les unités aux termes d'un de ces régimes d'encouragement sont devenues acquises à la fin de 2004, et la société a comptabilisé la charge de rémunération sur la période d'acquisition de trois ans. La valeur des unités aux termes de ce régime, déduction des impôts sur les bénéfices, sera versée au comptant en 2005.

NOTE 2 Modifications comptables

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, la norme énoncée dans le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). Cette norme traite de la comptabilisation et de la présentation de l'information financière à l'égard des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Selon ce chapitre, la juste valeur du passif découlant d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'élément d'actif correspondant. Le passif s'accroît à la fin de chaque exercice par une imputation aux charges d'exploitation. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de pipelines souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Aucun montant n'a été constaté au titre des obligations de mise hors service relativement à ces immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service des éléments d'actif ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs. Dans le cas de l'entreprise de transport de gaz, compte non tenu des activités de transport de gaz naturel réglementées, cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars des immobilisations corporelles et de la juste valeur estimative du passif au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars des immobilisations corporelles et de la juste valeur estimative du passif respectivement au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils sont survenus, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1^{er} janvier 2003.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour les exercices antérieurs. L'incidence de cette modification comptable sur les états financiers de la société au 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date est présentée à la note 17.

Relations de couverture La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité, *Relations de couverture*, de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, la désignation et l'efficacité des couvertures, ainsi que les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. L'adoption de cette nouvelle note d'orientation, que TransCanada a appliquée prospectivement, n'a eu aucune incidence importante sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

Principes comptables généralement reconnus La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, la nouvelle norme du chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des PCGR et les autres sources qui doivent être prises en compte dans l'application des PCGR. Selon cette nouvelle norme, qui fournit une exception pour les établissements dont les droits sont réglementés, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Dans les exercices antérieurs, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés dans le bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit.

(en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dettes à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

NOTE 3 Information sectorielle**Bénéfice (perte) ¹⁾**

Exercice terminé le 31 décembre 2004 (en millions de dollars)	Transport de gaz	Électricité	Siège social	Total
Produits	3 917	1 190	–	5 107
Coût des marchandises vendues ²⁾	–	(539)	–	(539)
Autres coûts et charges	(1 225)	(407)	(3)	(1 635)
Amortissement	(873)	(72)	–	(945)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 819	172	(3)	1 988
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(785)	(9)	(79)	(873)
Charges financières des coentreprises	(56)	(4)	–	(60)
Bénéfice de participation	41	130	–	171
Intérêts créditeurs et autres produits	14	14	37	65
Gains liés à S.E.C. Électricité	–	197	–	197
Impôts sur les bénéfices	(447)	(104)	43	(508)
Activités poursuivies	586	396	(2)	980
Activités abandonnées				52
Bénéfice net				1 032

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

Produits	3 956	1 401	–	5 357
Coût des marchandises vendues ²⁾	–	(692)	–	(692)
Autres coûts et charges	(1 270)	(405)	(7)	(1 682)
Amortissement	(831)	(82)	(1)	(914)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 855	222	(8)	2 069
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(781)	(11)	(89)	(881)
Charges financières des coentreprises	(76)	(1)	–	(77)
Bénéfice de participation	66	99	–	165
Intérêts créditeurs et autres produits	17	14	29	60
Impôts sur les bénéfices	(459)	(103)	27	(535)
Activités poursuivies	622	220	(41)	801
Activités abandonnées				50
Bénéfice net				851

Exercice terminé le 31 décembre 2002 (en millions de dollars)

Produits	3 921	1 293	–	5 214
Coût des marchandises vendues ²⁾	–	(627)	–	(627)
Autres coûts et charges	(1 166)	(371)	(9)	(1 546)
Amortissement	(783)	(65)	–	(848)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 972	230	(9)	2 193
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(821)	(13)	(91)	(925)
Charges financières des coentreprises	(90)	–	–	(90)
Bénéfice de participation	33	–	–	33
Intérêts créditeurs et autres produits	17	13	23	53
Impôts sur les bénéfices	(458)	(84)	25	(517)
Activités poursuivies	653	146	(52)	747
Activités abandonnées				–
Bénéfice net				747

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

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

Total de l'actif

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Transport de gaz	18 428	17 064
Électricité	2 802	2 753
Siège social	893	873
Activités poursuivies	22 123	20 690
Activités abandonnées	7	11
	22 130	20 701

Renseignements géographiques

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002 ⁴⁾
Produits ³⁾			
Canada – marché intérieur	3 147	3 257	2 731
Canada – exportations	1 261	1 293	1 641
États-Unis	699	807	842
	5 107	5 357	5 214

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

4) Les produits du marché intérieur au Canada en 2002 ont été réduits en raison des crédits au titre des services de transport de 662 millions de dollars. Ces services ont été abandonnés en 2003.

Immobilisations corporelles

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Canada	14 757	15 156
États-Unis	3 947	2 259
	18 704	17 415

Dépenses en immobilisations

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Transport de gaz	187	256	382
Électricité	285	132	193
Siège social et autres	4	3	24
	476	391	599

NOTE 4 Immobilisations corporelles

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2004			2003		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Transport de gaz						
Réseau principal au Canada						
Gazoduc	8 695	3 421	5 274	8 683	3 176	5 507
Postes de compression	3 322	947	2 375	3 318	832	2 486
Postes de mesurage et autres	366	125	241	404	132	272
	12 383	4 493	7 890	12 405	4 140	8 265
En construction	16	–	16	12	–	12
	12 399	4 493	7 906	12 417	4 140	8 277
Réseau de l'Alberta						
Gazoduc	4 978	2 055	2 923	4 934	1 908	3 026
Postes de compression	1 496	599	897	1 507	549	958
Postes de mesurage et autres	861	262	599	862	211	651
	7 335	2 916	4 419	7 303	2 668	4 635
En construction	20	–	20	13	–	13
	7 355	2 916	4 439	7 316	2 668	4 648
GTN ¹⁾						
Gazoduc	1 131	9	1 122			
Postes de compression	726	2	724			
Postes de mesurage et autres	187	1	186			
	2 044	12	2 032			
En construction	17	–	17			
	2 061	12	2 049			
Réseau de Foothills						
Gazoduc	815	346	469	834	317	517
Postes de compression	373	114	259	378	99	279
Postes de mesurage et autres	78	35	43	60	35	25
	1 266	495	771	1 272	451	821
Coentreprises et autres	3 213	1 053	2 160	3 361	1 052	2 309
	26 294	8 969	17 325	24 366	8 311	16 055
Électricité ²⁾						
Installations de production d'électricité	1 397	375	1 022	1 439	381	1 058
Autres	77	45	32	84	41	43
	1 474	420	1 054	1 523	422	1 101
En construction	288	–	288	209	–	209
	1 762	420	1 342	1 732	422	1 310
Siège social	124	87	37	122	72	50
	28 180	9 476	18 704	26 220	8 805	17 415

1) TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004.

2) Certaines installations de production d'électricité sont comptabilisées en tant qu'actifs aux termes de contrats de location-exploitation. Au 31 décembre 2004, la valeur comptable nette de ces installations était de 70 millions de dollars. Des produits de 7 millions de dollars ont été attribués aux CAE pour ces installations en 2004.

NOTE 5 Autres éléments d'actif

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Contrats d'instruments dérivés	253	118
CAE – Canada ¹⁾	274	278
CAE – États-Unis ¹⁾	98	248
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux	209	201
Reportis réglementaires	199	212
Prêts et avances ²⁾	135	111
Écart d'acquisition	58	–
Autres	251	189
	1 477	1 357

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004			2003		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE – Canada	345	71	274	329	51	278
CAE – États-Unis	102	4	98	276	28	248

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, une dotation aux amortissements globale de 24 millions de dollars a été imputée au titre des CAE (37 millions de dollars en 2003; 28 millions de dollars en 2002). La dotation aux amortissements relativement aux CAE de la société est d'environ : 26 millions de dollars en 2005; 26 millions de dollars en 2006; 26 millions de dollars en 2007; 26 millions de dollars en 2008; et 26 millions de dollars en 2009. En avril 2004, la société a cédé à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) toutes ses CAE aux États-Unis et, compte tenu de sa participation de coentrepreneur dans S.E.C. Électricité, elle a constaté un montant de 74 millions de dollars US au titre des CAE aux États-Unis. En 2004, la société a également constaté un montant de 16 millions de dollars au titre des CAE au Canada.

2) Ce montant comprend un effet à recevoir non garanti de 75 millions de dollars de Bruce Power qui porte intérêt au taux de 10,5 % par an et dont l'échéance est le 14 février 2008.

NOTE 6 Participations dans des coentreprises

(en millions de dollars)	Participation	Quote-part de TransCanada			Actif net	
		Bénéfice avant impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Aux 31 décembre	
		2004	2003	2002	2004	2003
Transport de gaz						
Great Lakes	50,0 % ¹⁾	86	81	102	379	419
Iroquois	41,0 % ¹⁾	28	31	30	175	169
TC Pipelines, LP	33,4 %	22	21	24	124	130
Trans Québec & Maritimes	50,0 %	13	14	13	75	77
CrossAlta	60,0 % ¹⁾	20	11	21	24	25
Foothills	²⁾	–	19	29	–	–
Autres	Diverses	6	7	7	27	22
Électricité						
S.E.C. TransCanada Électricité	30,6 % ³⁾	32	25	26	289	234
ASTC Power Partnership	50,0 % ⁴⁾	–	–	–	93	99
		207	209	252	1 186	1 175

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

2) En août 2003, TransCanada a acheté les participations restantes dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement, et les résultats de Foothills ont été consolidés dans les états financiers de la société par la suite.

3) En avril 2004, la participation de la société dans S.E.C. Électricité a été réduite, passant de 35,6 % à 30,6 %.

4) La société possède une participation de 50,0 % dans ASTC Power Partnership, qui est située en Alberta et qui détient une CAE. Les volumes d'électricité sous-jacents liés à la participation de 50,0 % dans ASTC Power Partnership ont été effectivement transférés à TransCanada.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2004 comprennent une tranche de 509 millions de dollars (509 millions de dollars en 2003) des bénéfices non répartis de ces coentreprises.

Information financière sommaire sur les coentreprises

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Résultats			
Produits	559	623	680
Autres coûts et charges	(238)	(275)	(251)
Amortissement	(88)	(96)	(119)
Charges financières et autres	(26)	(43)	(58)
Quote-part du bénéfice avant impôts sur les bénéfices des coentreprises	207	209	252
<hr/>			
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Flux de trésorerie			
Exploitation	269	272	323
Activités d'investissement	(179)	(114)	(124)
Activités de financement	(76)	(156)	(210)
Incidence de la variation des taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(5)	(10)	(1)
Quote-part de l'augmentation (la diminution) de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	9	(8)	(12)
<hr/>			
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	
Bilans			
Encaisse et placements à court terme	64	55	
Autres éléments d'actif à court terme	133	106	
Placements à long terme	105	118	
Immobilisations corporelles	1 644	1 693	
Autres actifs et montants reportés (montant net)	221	109	
Passif à court terme	(153)	(94)	
Dette sans recours	(779)	(761)	
Impôts futurs	(49)	(51)	
Quote-part de l'actif net des coentreprises	1 186	1 175	

NOTE 7 Placements à long terme

(en millions de dollars)	Participation	Quote-part de TransCanada							
		Distributions sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation Exercices terminés les 31 décembre			Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation Exercices terminés les 31 décembre			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation Aux 31 décembre	
		2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003
Électricité									
Bruce Power	31,6 %	–	–	–	130	99	–	642	513
Transport de gaz									
Northern Border	10,0 % ¹⁾	27	22	26	23	22	25	91	103
TransGas de Occidente S.A.	46,5 %	8	8	–	11	27	5	78	80
Portland	61,7 % ²⁾	–	10	–	–	14	2	–	–
Autres	Diverses	13	6	1	7	3	1	29	37
		48	46	27	171	165	33	840	733

1) La participation effective dans le placement comptabilisé à la valeur de consolidation dans Northern Border, soit 10,0 %, est le résultat de la participation de 33,4 % que la société détient dans TC PipeLines, LP, qui détient à son tour une participation de 30,0 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border).

2) En septembre 2003, la société a augmenté sa participation dans Portland, qui est alors passée de 33,3 % à 43,4 %. En décembre 2003, la société a porté sa participation à 61,7 % et le placement a été entièrement consolidé par la suite.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2004 comprennent une tranche de 285 millions de dollars (166 millions de dollars en 2003).

NOTE 8 Acquisitions et cessions**Acquisitions**

GTN Le 1^{er} novembre 2004, TransCanada a acquis GTN au prix d'environ 1 730 millions de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette et d'ajustements de clôture de 528 millions de dollars US. La répartition provisoire du coût d'acquisition est fondée sur une estimation des justes valeurs de l'actif net à la date d'acquisition et s'établit comme suit.

Répartition du coût d'acquisition

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	45
Immobilisations corporelles	1 712
Autres éléments d'actif à long terme	30
Écart d'acquisition	48
Passif à court terme	(54)
Dette à long terme	(528)
Autres éléments de passif à long terme	(51)
	1 202

L'écart d'acquisition, attribuable au réseau de North Baja, sera réévalué annuellement pour déterminer s'il y a réduction de valeur. Les facteurs à l'origine de l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion, un solide avantage concurrentiel, une forte demande pour le gaz dans les marchés de la région de l'Ouest et l'accès à des approvisionnements gaziers à faible coût en quantité amplement suffisante. La société prévoit que l'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération sera entièrement déductible aux fins de l'impôt.

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

Bruce Power Le 14 février 2003, la société a fait l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power en contrepartie de 409 millions de dollars, y compris les ajustements de clôture. Dans le cadre de l'acquisition, la société a également financé une participation de un tiers (75 millions de dollars) du paiement reporté du loyer accéléré de 225 millions de dollars que Bruce Power a versé à Ontario Power Generation. L'effet à recevoir de Bruce Power à ce titre est constaté au poste Autres actifs.

Le coût d'acquisition de la participation de 31,6 % dans Bruce Power a été ventilé comme suit.

Répartition du coût d'acquisition

(en millions de dollars)

Valeur comptable nette des actifs acquis	281
Contrat de location-acquisition	301
Conventions de vente d'électricité	(131)
Passifs des régimes de retraite et autres	(42)
	409

Le montant imputé à la participation dans Bruce Power comprend l'imputation d'une tranche de 301 millions de dollars du coût d'acquisition au contrat de location-acquisition de l'installation de Bruce Power, montant qui est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat, en vigueur jusqu'en 2018, ce qui donnera lieu à une dotation aux amortissements annuelle de 19 millions de dollars. Le montant imputé aux conventions de vente d'électricité est amorti par imputation aux résultats sur la durée restante des conventions de vente sous-jacentes. L'amortissement de la juste valeur attribuée à ces contrats s'établit comme suit : 38 millions de dollars en 2003; 37 millions de dollars en 2004; 25 millions de dollars en 2005; 29 millions de dollars en 2006; et 2 millions de dollars en 2007.

Cessions

S.E.C. Électricité Le 30 avril 2004, TransCanada a vendu à S.E.C. Électricité les centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, plus les ajustements de clôture de 12,8 millions de dollars US, et a constaté un gain de 25 millions de dollars avant impôts (15 millions de dollars après impôts). S.E.C. Électricité a financé l'achat grâce à l'émission de 8,1 millions de reçus de souscription et au moyen d'un prêt de tiers. Dans le cadre du placement des reçus de souscription, TransCanada a acheté 540 000 reçus de souscription à un prix total de 20 millions de dollars. Les reçus de souscription ont par la suite été convertis en parts de la société en commandite. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %.

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. 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 élimine 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. Ce montant tient compte de la constatation des gains non amortis de 132 millions de dollars sur des opérations antérieures de S.E.C. Électricité.

NOTE 9 Dette à long terme

		2004		2003	
	Dates de remboursement	Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾	Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾
Réseau principal au Canada ³⁾					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline En livres Sterling (£25 en 2004 et 2003)	2007	58	16,5 %	58	16,5 %
Débetures					
En dollars CA	2008 à 2020	1 354	10,9 %	1 354	10,9 %
En dollars US (600 \$ US en 2004; 800 \$ US en 2003)	2012 à 2021	722	9,5 %	1 034	9,2 %
Effets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2031	2 167	6,9 %	2 312	6,9 %
En dollars US (120 \$ US en 2004 et 2003)	2010	144	6,1 %	155	6,1 %
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification ⁸⁾					
		–		(60)	
		4 445		4 853	
Réseau de l'Alberta ⁴⁾					
Débetures et effets					
En dollars CA	2007 à 2024	607	11,6 %	627	11,6 %
En dollars US (375 \$ US en 2004; 500 \$ US en 2003)	2012 à 2023	451	8,2 %	646	8,3 %
Effets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	767	7,4 %	767	7,4 %
En dollars US (233 \$ US en 2004 et 2003)	2026 à 2029	280	7,7 %	301	7,7 %
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification ⁸⁾					
		–		(16)	
		2 105		2 325	
GTN ⁵⁾					
Débetures et effets non garantis (525 \$ US en 2004)	2005 à 2025	632	7,2 %		
Réseau de Foothills ³⁾					
Effets de premier rang garantis		–		80	4,3 %
Effets de premier rang non garantis	2009 à 2014	400	4,9 %	300	4,7 %
		400		380	
Portland ⁶⁾					
Effets de premier rang garantis En dollars US (256 \$ US en 2004; 271 \$ US en 2003)	2018	308	5,9 %	350	5,9 %
Autres					
Effets à moyen terme ³⁾					
En dollars CA	2005 à 2030	592	6,2 %	592	6,2 %
En dollars US (521 \$ US en 2004; 665 \$ US en 2003)	2006 à 2025	627	6,9 %	859	6,8 %
Débetures subordonnées ³⁾					
En dollars US (57 \$ US en 2004 et 2003)	2006	68	9,1 %	74	9,1 %
Emprunts, débetures et effets non garantis ⁷⁾					
En dollars US (1 082 \$ US en 2004; 446 \$ US en 2003)	2005 à 2034	1 302	5,1 %	582	4,9 %
		2 589		2 107	
		10 479		10 015	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an					
		766		550	
		9 713		9 465	

- 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 : effets de premier rang non garantis, Foothills – 5,8 % en 2003; effets de premier rang garantis, Portland – 6,2 % en 2003; débiteures subordonnées en dollars US, Autres – 9,0 % (9,0 % en 2003); et emprunts, débiteures et effets non garantis en dollars US, Autres – 5,2 % (5,2 % en 2003).
- 3) Dette à long terme de TCPL.
- 4) Dette à long terme de NOVA Gas Transmission Ltd., exclusion faite d'un effet de 241 millions de dollars détenu par TCPL (258 millions de dollars en 2003).
- 5) Dette à long terme de Gas Transmission Northwest Corporation.
- 6) Dette à long terme de Portland.
- 7) Dette à long terme TCPL, exclusion faite d'un effet de 85 millions de dollars détenu par OSP Finance Company et d'un effet de 14 millions de dollars détenu par TC Ocean State Corporation.
- 8) Voir la note 2, Modifications comptables – « Principes comptables généralement reconnus ».

Remboursements de capital Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société s'établissent approximativement comme suit : 766 millions de dollars en 2005; 387 millions de dollars en 2006; 615 millions de dollars en 2007; 545 millions de dollars en 2008; et 753 millions de dollars en 2009.

Prospectus préalables En date du 31 décembre 2004, la société pouvait émettre des débiteures d'un montant de 1,5 milliard de dollars aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission d'effets à moyen terme au Canada, et elle pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 1 milliard de dollars US aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission de titres de créance aux États-Unis. En janvier 2005, la société a émis pour 300 millions de dollars d'effets à moyen terme comportant une échéance de 12 ans et un taux d'intérêt de 5,1 % aux termes de son prospectus préalable canadien.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

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

RÉSEAU DE L'ALBERTA

Débiteures Les débiteures 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 2004.

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

GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION

Effets de premier rang non garantis La société peut rembourser, en tout temps à compter du 1^{er} juin 2005, des effets de premier rang non garantis d'un montant total de 250 millions de dollars US.

AUTRES

Effets à moyen terme Des effets à moyen terme totalisant 150 millions de dollars sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, en 2005, le remboursement du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés.

Charges financières

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Intérêts sur la dette à long terme	805	801	850
Reports et amortissements réglementés	(31)	(14)	(17)
Intérêts débiteurs et autres charges financières à court terme	36	34	34
	810	821	867

La société a effectué des paiements d'intérêt de 816 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (846 millions de dollars en 2003; 866 millions de dollars en 2002). La société a capitalisé des intérêts de 11 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (9 millions de dollars en 2003; néant en 2002).

NOTE 10 Dette sans recours des coentreprises

		2004		2003	
	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					
Effets de premier rang non garantis (235 \$ US en 2004; 240 \$ US en 2003)	2011 à 2030	283	7,9 %	310	7,9 %
Iroquois					
Effets de premier rang non garantis (151 \$ US en 2004 et 2003)	2010 à 2027	182	7,5 %	196	7,5 %
Emprunt bancaire (36 \$ US en 2004; 43 \$ US en 2003)	2008	43	2,5 %	56	2,3 %
Trans Québec & Maritimes					
Obligations	2005 à 2010	143	7,3 %	143	7,3 %
Emprunt à terme	2006	29	3,2 %	34	3,5 %
S.E.C. TransCanada Électricité					
Effets de premier rang non garantis (58 \$ US en 2004)	2014	70	5,9 %	–	–
Facilité de crédit	2009	64	3,2 %	–	–
Emprunt à terme	2010	2	11,3 %	–	–
Autres	2005 à 2012	46	4,9 %	41	5,4 %
		862		780	
Moins : tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an		83		19	
		779		761	

1) Les montants indiqués dans l'encours représentent la quote-part de TransCanada et sont libellés 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 2004, en raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : emprunt bancaire d'Iroquois – 4,1 % (4,5 % en 2003) et facilité de crédit de S.E.C. Électricité – 5,2 %.

La dette des coentreprises ne peut donner lieu à aucun recours contre TransCanada. La garantie fournie par chaque coentreprise se limite à ses droits et à ses éléments d'actif, et ne s'applique pas aux droits et aux éléments d'actif de TransCanada, sauf dans la mesure de sa participation.

En ce qui concerne les remboursements de capital de la dette sans recours des coentreprises, du fait des échéances et des exigences au titre des fonds d'amortissement, la quote part de la société s'établit à environ : 83 millions de dollars en 2005; 49 millions de dollars en 2006; 18 millions de dollars en 2007; 18 millions de dollars en 2008; et 141 millions de dollars en 2009.

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'établissait à 55 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (67 millions de dollars en 2003; 88 millions de dollars en 2002).

NOTE 11 Montants reportés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Contrats d'instruments dérivés	209	40
Reports réglementaires	229	131
Autres régimes d'avantages sociaux	63	32
Produits reportés	58	215
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	36	9
Autres	71	134
	666	561

NOTE 12 Part des actionnaires sans contrôle et titres privilégiés

La part des actionnaires sans contrôle de la société présentée dans les bilans consolidés s'établit comme suit.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Titres privilégiés d'une filiale	670	672
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Autres	76	82
	1 135	1 143

La part des actionnaires sans contrôle de la société présentée dans les états consolidés des résultats s'établit comme suit.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Charges liées aux titres privilégiés	31	36	36
Dividendes sur les actions privilégiées	22	22	22
Autres	10	2	–
	63	60	58

Titres privilégiés d'une filiale

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

Puisque l'émetteur peut, à son gré, régler l'intérêt reporté en émettant des actions ordinaires, les titres privilégiés sont classés selon leurs composantes « passif » et « part des actionnaires sans contrôle ». Au 31 décembre 2004, la composante passif des titres privilégiés s'élevait à 19 millions de dollars (16 millions de dollars US) (22 millions de dollars (14 millions de dollars US) en 2003), et leur composante part des actionnaires sans contrôle se chiffrait à 670 millions de dollars (444 millions de dollars US) (672 millions de dollars (446 millions de dollars US) en 2003).

À compter du 1^{er} janvier 2005, conformément aux nouvelles normes comptables canadiennes, la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés sera classée comme élément de passif.

Actions privilégiées d'une filiale

Aux 31 décembre	Nombre d'actions (en milliers)	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2004	2003
				(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 série 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 concerne les actions de série U, et à compter du 5 mars 2014, en ce qui concerne les actions de série Y, l'émetteur pourra racheter ces actions au prix de 50 \$ l'action.

Autres Les autres parts des actionnaires sans contrôle comprennent principalement la part d'actionnaire sans contrôle de 38,3 % dans Portland. TransCanada a tiré des produits de 4 millions de dollars (néant en 2003 et 2002) pour les services fournis à Portland durant l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

NOTE 13 Actions ordinaires

	Nombre d'actions <small>(en milliers)</small>	Montant <small>(en millions de dollars)</small>
En circulation au 1 ^{er} janvier 2002	476 631	4 564
Levée d'options	2 871	50
En circulation au 31 décembre 2002	479 502	4 614
Levée d'options	3 698	65
En circulation au 31 décembre 2003	483 200	4 679
Levée d'options	1 714	32
En circulation au 31 décembre 2004	484 914	4 711

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 484,1 millions d'actions et 486,7 millions d'actions (481,5 millions d'actions et 483,9 millions d'actions en 2003; 478,3 millions d'actions et 480,7 millions d'actions en 2002). 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 en vertu du régime d'options sur actions de TransCanada.

Options sur actions

	Nombre d'options <small>(en milliers)</small>	Prix de levée moyen pondéré	Options pouvant être levées <small>(en milliers)</small>
En circulation au 1 ^{er} janvier 2002	14 450	18,42 \$	11 376
Octroyées	1 946	21,43 \$	
Levées	(2 871)	17,18 \$	
Annulées ou échues	(633)	23,16 \$	
En circulation au 31 décembre 2002	12 892	18,92 \$	10 258
Octroyées	1 503	22,42 \$	
Levées	(3 698)	17,59 \$	
Annulées ou échues	(342)	24,07 \$	
En circulation au 31 décembre 2003	10 355	19,73 \$	7 588
Octroyées	1 331	26,85 \$	
Levées	(1 714)	18,42 \$	
Annulées ou échues	(7)	24,25 \$	
En circulation au 31 décembre 2004	9 965	20,90 \$	7 239

Le tableau ci-dessous résume l'information sur les options sur actions en circulation au 31 décembre 2004.

Fourchette des prix de levée	Options en circulation			Options pouvant être levées	
	Nombre d'options (en milliers)	Moyenne pondérée de la durée contractuelle restante	Prix de levée moyen pondéré	Nombre d'options (en milliers)	Prix de levée moyen pondéré
		(en années)			
10,03 \$ à 17,08 \$	1 068	5,0	11,68 \$	1 068	11,68 \$
18,01 \$ à 19,00 \$	1 508	6,0	18,15 \$	1 508	18,15 \$
19,16 \$ à 20,58 \$	1 477	4,0	20,11 \$	1 477	20,11 \$
20,59 \$ à 21,86 \$	1 980	7,0	21,41 \$	1 550	21,41 \$
22,33 \$ à 22,85 \$	1 493	5,1	22,35 \$	548	22,39 \$
24,49 \$ à 25,53 \$	1 108	3,2	24,59 \$	1 080	24,56 \$
26,85 \$	1 331	6,2	26,85 \$	8	26,85 \$
	9 965	5,2	20,90 \$	7 239	19,58 \$

Au 31 décembre 2004, 5 millions d'actions ordinaires supplémentaires ont été réservées pour émission future conformément au régime d'options sur actions de TransCanada. En 2004, TransCanada a émis 1 330 860 options sur actions ordinaires à un prix moyen de 26,85 \$ conformément à son régime d'options sur actions; la juste valeur moyenne pondérée de chaque option avait été établie à 2,85 \$. La société utilise le modèle de Black et Scholes pour effectuer ce calcul, en fonction d'hypothèses de moyenne pondérée de 4 ans pour la durée prévue, de 3,3 % pour le taux d'intérêt, de 18 % pour la volatilité et de 4,3 % 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 2004, était de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2003 et 2002).

Régime de droits à l'intention des actionnaires Le régime de droits à l'intention des actionnaires de la société assure aux actionnaires un traitement équitable 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.

NOTE 14 Gestion des risques et instruments financiers

La société émet des titres de créance à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, elle achète et vend des produits énergétiques de base et elle investit dans des établissements à l'étranger. En conséquence, 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.

Valeur comptable des instruments dérivés La valeur comptable des instruments dérivés servant à couvrir le risque de prix lié aux éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère des établissements étrangers autonomes est inscrite aux bilans à la juste valeur de ces éléments. Les gains et les pertes sur ces instruments dérivés, matérialisés ou non, sont comptabilisés dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres, en tant que réduction des gains et pertes correspondants découlant de la conversion des actifs et des passifs des filiales étrangères. Au 1^{er} janvier 2004, la valeur comptable des swaps de taux d'intérêt est inscrite au bilan à sa juste valeur. Les opérations conclues en monnaie étrangère qui sont couvertes par des contrats de change sont inscrites selon les taux de change figurant aux contrats. Les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique sont inscrits aux bilans à leur juste valeur. Les valeurs comptables indiquées dans les tableaux qui suivent sont présentées dans les bilans consolidés.

Juste valeur des instruments financiers L'encaisse et les placements à court terme ainsi que les effets à payer sont évalués à 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 sans recours des coentreprises et des débiteurs subordonnés de rang inférieur est déterminée en fonction des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été estimée en fonction des taux du marché à la fin de l'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique a été calculée en fonction de prix à terme estimatifs pour la période visée.

Risque de crédit Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une des parties à un instrument dérivé en rapport avec lequel la société a un gain non matérialisé ne s'acquitte pas de ses obligations aux termes du contrat. Ce risque de crédit est réduit au minimum du fait que la société utilise des techniques de gestion du crédit éprouvées, y compris des processus d'évaluation en bonne et due forme, des exigences contractuelles et de garanties, des accords de compensation cadre ainsi que des limites de l'exposition au risque de crédit. Au 31 décembre 2004, 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 partie donnée s'élevaient respectivement à 127 millions de dollars et à 40 millions de dollars. Au 31 décembre 2004, 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 partie donnée s'élevaient respectivement à 19 millions de dollars et à 7 millions de dollars.

Montants nominaux de référence ou en capital Les montants nominaux de référence ne sont pas présentés dans les états financiers parce qu'ils ne donnent pas lieu à des échanges entre la société et les autres parties aux contrats, et qu'ils ne constituent pas une mesure des risques auxquels la société est exposée. Ces montants nominaux de référence servent uniquement à calculer les paiements à effectuer à l'égard de certains instruments dérivés.

Établissements étrangers Aux 31 décembre 2004 et 2003, la société détenait des éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère qui l'exposaient au risque lié aux variations des taux de change. La société a recours à des instruments dérivés pour couvrir le montant net du risque de change, après impôts. Les instruments dérivés servant à couvrir le risque de change comportent un risque lié au taux d'intérêt variable, contre lequel la société se protège en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie du taux d'intérêt. Dans le tableau qui suit, les montants présentés à la juste valeur pour les instruments dérivés qui ont été désignés en tant qu'élément de couverture et efficaces à ce titre, relativement au risque de change, sont contrebalancés par les gains ou les pertes de change qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont inscrits dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres.

Investissement net dans des éléments d'actif libellés en monnaie étrangère

Actif (passif)	2004			2003	
	Traitement comptable	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital (US)	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital (US)
Aux 31 décembre (en millions de dollars)					
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2006 et 2009)	Éléments de couverture	95	400	65	250
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2005)	Éléments de couverture	(1)	305	3	125
Options sur dollars US (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	1	100	–	–

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan consolidé à sa juste valeur en 2004. Dans les cas des instruments dérivés désignés en tant qu'éléments de couverture et efficaces à ce titre pour ce qui est de l'investissement net dans des établissements à l'étranger, les montants compensateurs sont inclus dans le compte Écart de conversion.

De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 375 millions de dollars (311 millions de dollars en 2003) et de 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de 4 millions de dollars (3 millions de dollars en 2003) et de 4 millions de dollars (1 million de dollars en 2003).

Rapprochement des gains (pertes) de change

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Solde au début de l'exercice	(40)	14
Pertes à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(64)	(136)
Gains de change sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts sur les bénéfices	33	82
	(71)	(40)

Gains (pertes) de change Les gains (pertes) de change compris dans le poste Autres charges (produits) de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'établissaient 4 millions de dollars (néant en 2003; (11) millions de dollars en 2002).

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

Actif (passif)		2004		2003	
		Traitement comptable	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur
Aux 31 décembre (en millions de dollars)					
Change					
Swaps de devises					
(échéant entre 2010 et 2012)	Éléments de couverture	(39)	157 US	(26)	282 US
Taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments de couverture	7	145	(1)	340
(échéant entre 2006 et 2009)	Éléments autres que de couverture	9	374	10	624
		16		9	
En dollars US					
(échéant entre 2010 et 2015)	Éléments de couverture	(2)	275 US	11	50 US
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	7	100 US	(3)	50 US
		5		8	

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan à sa juste valeur en 2004. De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 227 millions de dollars (390 millions de dollars en 2003) et de 157 millions de dollars US (282 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de (4) millions de dollars (néant en 2003) et de (4) millions de dollars (6 millions de dollars en 2003).

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

Actif (passif)		2004		2003	
		Traitement comptable	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur
Aux 31 décembre (en millions de dollars)					
Change					
Options (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	2	225 US	1	25 US
Contrats de change à terme (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	1	29 US	1	19 US
Swaps de devises (échéant en 2013)	Éléments de couverture	(16)	100 US	(7)	100 US
Taux d'intérêt					
Options (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	–	50 US	(2)	50 US
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments de couverture	4	100	2	50
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments autre que de couverture	1	110	2	100
		5		4	
En dollars US					
(échéant entre 2006 et 2013)	Éléments de couverture	5	100 US	40	250 US
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	22	250 US	(3)	200 US
		27		37	

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan à sa juste valeur en 2004. De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 136 millions de dollars (136 millions de dollars en 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de (10) millions de dollars (néant en 2003) et de (10) millions de dollars ((7) millions de dollars en 2003).

Certaines des coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant les taux d'intérêt pour gérer les risques liés aux taux d'intérêt. La quote-part de la juste valeur des instruments dérivés en vigueur au 31 décembre 2004 et dont la société était redevable s'établissait à 1 million de dollars ((1) million de dollars en 2003).

Gestion du risque lié au prix de l'énergie Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur en 2004 et 2003.

Électricité

Actif (passif)		2004		2003		
Aux 31 décembre (en millions de dollars)		Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur		
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011) (échéant en 2005)	Éléments de couverture Éléments autres que de couverture		7 (2)	(5) –		
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016) (échéant en 2005)	Éléments de couverture Éléments autres que de couverture		(39) (2)	(34) (1)		
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture		(1)	(1)		
Volumes de référence		Électricité (GWh) ¹⁾		Gaz (Gpi³) ¹⁾		
31 décembre 2004		Traitement comptable	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011) (échéant en 2005)	Éléments de couverture Éléments autres que de couverture		3 314 438	7 029 –	– –	– –
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016) (échéant en 2005)	Éléments de couverture Éléments autres que de couverture		– –	– –	80 5	84 8
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture		–	229	2	–
31 décembre 2003						
Électricité – swaps	Éléments de couverture Éléments autres que de couverture		1 331 59	4 787 77	– –	– –
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture Éléments autres que de couverture		– –	– –	79 –	81 7
Contrats de rendement thermique	Éléments de couverture		–	735	1	–

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

Couverture des opérations libellées en dollars US Afin d'atténuer les risques et de protéger ses marges lorsque les contrats d'achat et de vente sont libellés en diverses monnaies étrangères, la société peut avoir recours à des contrats de change à terme et à des options sur devises qui établissent le taux de change des flux de trésorerie provenant des opérations d'achat et de vente connexes.

Autres justes valeurs	2004		2003	
	Valeur comptable	Juste Value	Valeur comptable	Juste valeur
Aux 31 décembre (en millions de dollars)				
Dettes à long terme				
Réseau principal au Canada	4 445	5 473	4 853	5 922
Réseau de l'Alberta	2 105	2 668	2,325	2 893
GTN ¹⁾	632	627		
Réseau de Foothills	400	413	380	382
Portland	308	328	350	348
Autres	2 589	2 687	2,107	2 214
Dettes sans recours des coentreprises	862	967	780	889
Titres privilégiés	19	19	19	19

1) TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004.

Ces justes valeurs ne sont présentées qu'à titre indicatif; elles ne sont pas reflétées dans les bilans consolidés.

NOTE 15 Impôts sur les bénéfices

Provision pour impôts sur les bénéfices

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Exigibles			
Canada	390	264	229
Pays étrangers	41	41	41
	431	305	270
Futurs			
Canada	34	183	193
Pays étrangers	43	47	54
	77	230	247
	508	535	517

Répartition géographique du bénéfice

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Canada	1 255	1 115	1 042
Pays étrangers	296	281	280
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	1 551	1 396	1 322

Rapprochement de la charge fiscale

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	1 551	1 396	1 322
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	33,9 %	36,7 %	39,2 %
Charge fiscale prévue	526	512	518
Différence d'impôts sur les bénéfices liée aux activités réglementées	62	29	(8)
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	2	(2)	(13)
Impôt des grandes sociétés	21	28	30
Taux d'imposition effectif inférieur sur la participation au bénéfice de sociétés affiliées	(9)	(11)	(2)
Tranche non imposable des gains liés à S.E.C. Électricité	(66)	–	–
Variation de la provision pour moins-value	(7)	(3)	8
Autres	(21)	(18)	(16)
Charge fiscale réelle	508	535	517

Actifs et passifs d'impôts futurs

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Charges reportées	71	50
Produits reportés	18	29
Crédits d'impôt minimum de remplacement	10	29
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	7	28
Autres	72	24
	178	160
Moins : provision pour moins-value	17	24
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	161	136
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	456	396
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	114	108
Gains de change non matérialisés sur la dette à long terme	45	15
Autres	55	44
Passifs d'impôts futurs	670	563
Montant net des passifs d'impôts futurs	509	427

Tel qu'il est permis selon les PCGR du Canada, la société applique la méthode de l'impôt exigible pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices découlant de l'exploitation des réseaux de transport de gaz naturel au Canada. Si la méthode du report d'impôts variables avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 692 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2004 (1 758 millions de dollars en 2003) et seraient recouvrables à partir des produits futurs.

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 impôts sur les bénéfices. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient augmenté d'environ 57 millions de dollars au 31 décembre 2004 (54 millions de dollars en 2003).

Versements d'impôts sur les bénéfices Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2004, un montant de 419 millions de dollars a été versé au titre des impôts sur les bénéfices (220 millions de dollars en 2003; 257 millions de dollars en 2002).

NOTE 16 Effets à payer

	2004		2003	
	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)	
Effets de commerce				
En dollars CA	546	2,6 %	367	2,7 %

Au 31 décembre 2004, la société disposait de facilités de crédit totalisant 2,0 milliards de dollars à l'appui de son programme d'effets de commerce et à d'autres fins générales. De ce total, un montant de 1,5 milliard de dollars représente une facilité de crédit consortiale mise en place en décembre 2002. Cette dernière comprend une tranche de 1,0 milliard de dollars échéant à cinq ans et une tranche de 500 millions de dollars échéant à 364 jours et assortie d'une option de conversion en un emprunt à terme de deux ans. Les échéances des deux tranches peuvent être reportées chaque année, et les deux tranches sont renouvelables, sauf pendant une période de conversion. Les deux tranches ont été reportées en décembre 2004, celle de 1,0 milliard de dollars jusqu'en décembre 2009 et celle de 500 millions de dollars jusqu'en décembre 2005. Le reste des montants représente des facilités remboursables sur demande ou qui ne peuvent être reportées.

Au 31 décembre 2004, la société avait affecté environ 61 millions de dollars du total de ses lignes de crédit à des lettres de crédit et à l'appui de ses ententes commerciales. L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières définies par négociation. Les frais que la société a engagés pour maintenir le solde inutilisé de ces lignes de crédit pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2004 se sont élevés à environ 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2003).

NOTE 17 Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Au 31 décembre 2004, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler l'obligation liée à la mise hors services d'immobilisations de l'entreprise de transport de gaz se montaient à 48 millions de dollars, montant calculé en fonction d'un taux d'inflation de 3 % par an, et la juste valeur estimative de ce passif était de 12 millions de dollars (2 millions de dollars en 2003). Les flux de trésorerie estimatifs ont été actualisés à des taux variant de 6,0 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2004, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 13 à 25 ans. Aucun montant n'a été constaté au titre des obligations de mise hors service d'immobilisations relativement aux actifs de transport de gaz naturel assujettis à la réglementation, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Au 31 décembre 2004, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler l'obligation liée à la mise hors services d'immobilisations de l'entreprise d'électricité se montaient à 128 millions de dollars, montant calculé en fonction d'un taux d'inflation de 3 % par an, et la juste valeur estimative de ce passif était de 24 millions de dollars (7 millions de dollars en 2003). Les flux de trésorerie estimatifs ont été actualisés à des taux variant de 6,0 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2004, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 17 à 29 ans.

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

(en millions de dollars)	Transport de gaz	Électricité	Total
Solde au 31 décembre 2002	2	6	8
Révision des flux de trésorerie estimatifs	–	1	1
Solde au 31 décembre 2003	2	7	9
Nouvelles obligations et révision des flux de trésorerie estimatifs	9	21	30
Suppression de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité	–	(5)	(5)
Charge de désactualisation	1	1	2
Solde au 31 décembre 2004	12	24	36

NOTE 18 Avantages sociaux futurs

La société offre des régimes PD qui couvrent la presque totalité de ses employés; elle offrait un régime de retraite à cotisations déterminées (régime CD) qui a cessé d'exister le 31 décembre 2002. Les régimes PD prévoient le versement de prestations basées 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. Aux termes du régime CD, les cotisations de la société étaient fonction de la rémunération ouvrant droit à pension des participants. Par suite de la cessation du régime CD, les participants à ce régime, aux termes des régimes PD, ont reçu pour toutes leurs années de service un crédit de service rétroactif en échange duquel, le 31 décembre 2002, ils ont cédé aux régimes PD les actifs accumulés dans leurs comptes du régime CD. Cette modification des régimes de retraite a donné lieu à des coûts non amortis de 44 millions de dollars au titre des services passés. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés, qui est d'environ 11 ans.

La société procure 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. Depuis le 1^{er} janvier 2003, la société a regroupé ses anciens régimes d'avantages postérieurs à l'emploi en un régime à l'intention des employés actifs, et elle a donné aux retraités actuels l'option d'adhérer aux dispositions du nouveau régime. Cette modification de régime a donné lieu à des coûts non amortis de 7 millions de dollars au titre des services passés. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés, qui est d'environ 19 ans.

La charge au titre du régime CD a été de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (néant en 2003; 6 millions de dollars en 2002). En 2004, la société a également passé en charges un montant de 1 million de dollars (1 million en 2003; néant en 2002) 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 des employés, soit les montants au comptant versés par la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 88 millions de dollars en 2004 (114 millions de dollars en 2003).

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, aux fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2005, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2006.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	960	841	106	95
Coût des services rendus au cours de l'exercice	28	25	3	2
Intérêts débiteurs	58	52	7	6
Cotisations des employés	2	2	–	–
Prestations versées	(66)	(45)	(4)	(4)
Perte actuarielle	46	66	(12)	7
Acquisition d'une filiale	72	19	23	–
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	1 100	960	123	106
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	799	621	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	97	89	1	–
Cotisations de l'employeur	84	110	4	4
Cotisations des employés	2	2	–	–
Prestations versées	(66)	(45)	(4)	(4)
Acquisition d'une filiale	54	22	25	–
Actifs des régimes à leur juste valeur – à la fin de l'exercice	970	799	26	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(130)	(161)	(97)	(106)
Perte actuarielle nette non amortie	255	263	25	39
Coûts non amortis au titre des services passés	39	41	7	6
Obligation transitoire non amortie liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	25
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant	164	143	(65)	(36)

(L'actif) le passif au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins value, est présentée dans les bilans de la société comme suit.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Autres éléments d'actif	206	201	3	–
Créditeurs	(42)	(58)	(5)	(4)
Montants reportés	–	–	(63)	(32)
Total	164	143	(65)	(36)

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

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Obligation au titre des prestations constituées	(1 084)	(942)	(100)	(106)
Juste valeur des actifs des régimes	952	778	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(132)	(164)	(100)	(106)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2005, la société prévoit que ses cotisations au titre des régimes de retraite totaliseront environ 67 millions de dollars, alors que ses cotisations au titre des autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 6 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui rendent compte des années de service futures prévues, le cas échéant.

(en millions de dollars)	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux
2005	52	6
2006	53	6
2007	56	7
2008	58	7
2009	60	7
Période de 2010 à 2014	343	40

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	
	2004	2003	2004	2003
Taux d'actualisation	5,75 %	6,00 %	6,00 %	6,25 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %		

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

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Taux d'actualisation	6,00 %	6,25 %	6,75 %	6,25 %	6,50 %	6,85 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,90 %	7,25 %	7,52 %			
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,75 %	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'actif 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'actif, la composition de l'actif ainsi que les paiements de prestations à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 9,0 % pour 2005. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5,0 % en 2014 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	2	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	12	(11)

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Coût des services rendus au cours de l'exercice	28	25	11	3	2	2
Intérêts débiteurs	58	52	43	7	6	4
Rendement réel des actifs des régimes	(97)	(89)	(9)	1	–	–
Perte actuarielle	46	66	93	(12)	7	26
Modification des régimes	–	–	92	–	–	7
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les ajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	35	54	230	(1)	15	39
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	39	38	(36)	(1)	–	–
Différence entre la perte actuarielle constatée et la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	(32)	(58)	(91)	13	(6)	(26)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles aux régimes	3	3	(92)	–	1	(7)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Coût net des prestations constaté	45	37	11	13	12	8

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

Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs de régimes		Ventilation ciblée
	2004	2003	2004
Titres de créance	44 %	47 %	35 % à 60 %
Titres de participation	56 %	53 %	40 % à 65 %
	100 %	100 %	

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 de tolérance acceptable du risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

NOTE 19 Variation du fonds de roulement d'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Diminution (augmentation) des débiteurs	9	26	(45)
Diminution (augmentation) des stocks	–	15	(3)
Diminution (augmentation) des autres éléments d'actif à court terme	33	21	(53)
(Diminution) augmentation des créditeurs	(1)	52	120
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(7)	(2)	14
	34	112	33

NOTE 20 Engagements, éventualités et garanties

Engagements 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 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
2005	37	(9)	28
2006	45	(10)	35
2007	51	(9)	42
2008	53	(9)	44
2009	53	(9)	44

Les contrats de location-exploitation des bureaux viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2011. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement de cinq ans. Le contrat de location-exploitation de l'installation de stockage de gaz naturel échoit en 2030, et le locataire a le droit de résilier le contrat à compter de 2010 et à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Le propriétaire a le droit de résilier le contrat à tous les cinquièmes anniversaires à compter de 2015. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation se sont élevées à 7 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (2 millions de dollars en 2003; 7 millions de dollars en 2002).

Le 18 juin 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'Aboriginal Pipeline Group (APG) et TransCanada ont conclu un accord régissant le rôle de TransCanada dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Le projet donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. Conformément à l'accord, TransCanada a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Ce montant est actuellement évalué à environ 90 millions de dollars. Au 31 décembre 2004, TransCanada avait fourni 60 millions de dollars aux termes de ce prêt (34 millions de dollars en 2003), montant qui est compris dans le poste Autres éléments d'actif. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet.

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

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

Garanties Dans le cadre de l'acquisition de Bruce Power, la société, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust ont garanti, solidairement et proportionnellement, certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement aux permis d'exploitation, au contrat de location, aux conventions de vente d'électricité et aux services contractuels. Au 31 décembre 2004, la quote-part de TransCanada du risque net découlant de ces garanties était évaluée à environ 158 millions de dollars, sur un maximum de 293 millions de dollars. Les garanties échoient entre 2005 et 2018. La valeur comptable actuelle du passif lié à ces garanties est de néant et sa juste valeur est d'environ 9 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 sur des titres de créance de 161 millions de dollars US de TransGas de Occidente S.A. (TransGas) émis auprès du public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de l'accord, la société et une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires faisaient défaut de verser leur apport. Tout paiement effectué par 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. Les fonds entierscés représentent la valeur nominale totale de l'obligation éventuelle conformément à certaines garanties de GTN et serviront à régler l'obligation de GTN aux termes des garanties désignées.

NOTE 21 Activités abandonnées

Le conseil d'administration a approuvé au cours d'exercices antérieurs des plans visant la cession de l'entreprise d'activités internationales de la société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada, de son entreprise de commercialisation du gaz et de certaines autres entreprises. Les produits d'exploitation découlant des activités abandonnées ont été de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (2 millions de dollars en 2003; 36 millions de dollars en 2002). Déduction faite des impôts sur les bénéfices de 27 millions de dollars (50 millions de dollars en 2003, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 29 millions de dollars; néant en 2002), le bénéfice net découlant des activités abandonnées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 a été de 52 millions de dollars. Le bénéfice net découlant des activités abandonnées constaté en 2003 et 2004 représente le gain reporté initial de 102 millions de dollars après impôts à la cession de certaines activités de l'entreprise de commercialisation du gaz. Les créateurs au 31 décembre 2004 comprenaient le reste de la provision pour pertes liées aux activités abandonnées, soit 55 millions de dollars au 31 décembre 2004.

NOTE 22 PCGR des États-Unis

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés conformément aux PCGR du Canada, qui, à certains égards, diffèrent des PCGR des États-Unis. L'incidence de ces différences sur les états financiers de la société s'établit comme suit.

États abrégés consolidés des résultats et résultat étendu selon les PCGR des États-Unis ¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2004	2003	2002
Produits	4 700	4 919	4 565
Coût des marchandises vendues	440	592	441
Autres coûts et charges	1 638	1 663	1 532
Amortissement	857	819	729
	2 935	3 074	2 702
Bénéfice d'exploitation	1 765	1 845	1 863
Autres (produits) charges			
Bénéfice de participation ¹⁾	(353)	(334)	(260)
Autres charges ²⁾	651	863	872
Impôts sur les bénéfices	490	515	499
	788	1 044	1 111
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	977	801	752
Bénéfice net découlant des activités abandonnées selon les PCGR des États-Unis	52	50	–
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application des modifications comptables selon les PCGR des États-Unis	1 029	851	752
Incidence cumulative de l'application de modifications comptables, déduction faite des impôts ³⁾	–	(13)	–
Bénéfice net selon les PCGR des États-Unis	1 029	838	752
Ajustements influant sur le résultat étendu selon les PCGR des États-Unis			
Écart de conversion, déduction faite des impôts	(31)	(54)	1
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts ⁴⁾	72	(2)	(40)
Gain (perte) non matérialisé(e) sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts ⁵⁾	1	8	(4)
Résultat étendu selon les PCGR des États-Unis	1 071	790	709
Bénéfice net par action selon les PCGR des États-Unis			
Activités poursuivies	2,02 \$	1,67 \$	1,57 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	–
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application des modifications comptables selon les PCGR des États-Unis	2,13 \$	1,77 \$	1,57 \$
Incidence cumulative de l'application des modifications comptables, déduction faite des impôts ³⁾	–	(0,03)	–
De base	2,13 \$	1,74 \$	1,57 \$
Dilué ⁶⁾	2,12 \$	1,73 \$	1,56 \$
Bénéfice net par action selon les PCGR du Canada			
De base	2,13 \$	1,76 \$	1,56 \$
Dilué	2,12 \$	1,76 \$	1,55 \$
Dividendes par action ordinaire	1,16 \$	1,08 \$	1,00 \$

Rapprochement du bénéfice découlant des activités poursuivies

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Bénéfice net découlant des activités poursuivies selon les PCGR du Canada	980	801	747
Ajustements pour tenir compte des PCGR des États-Unis			
(Perte) gain non matérialisé(e) sur les instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt ⁵⁾	(12)	(9)	30
Incidence fiscale (de la perte) du gain sur les instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt	4	3	(12)
Gain (perte) non matérialisé(e) sur les contrats de commercialisation de produits énergétiques ³⁾	10	28	(21)
Incidence fiscale du gain (de la perte) non matérialisé(e) sur les contrats de commerce de produits énergétiques	(3)	(10)	8
Perte découlant de participations ⁷⁾	(2)	(18)	–
Incidence fiscale de la perte découlant de participations	–	6	–
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	977	801	752

États abrégés consolidés des flux de trésorerie selon les PCGR des États-Unis

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Rentrées de fonds liées à l'exploitation			
Fonds provenant des activités poursuivies	1 529	1 619	1 610
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	45	108	40
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	1 574	1 727	1 650
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités abandonnées	(6)	(17)	59
	1 568	1 710	1 709
Activités d'investissement			
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 304)	(943)	(796)
Activités de financement			
Sorties nettes liées aux activités de financement	(336)	(581)	(990)
Incidence de la variation des taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(87)	(52)	(3)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(159)	134	(80)
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	283	149	229
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	124	283	149

Bilans abrégés selon les PCGR des États-Unis ¹⁾

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Actif à court terme	908	1 020
Placements à long terme ^{7) 8)}	1 887	1 760
Immobilisations corporelles	17 083	15 753
Actif réglementaire ⁹⁾	2 606	2 721
Autres éléments d'actif	1 235	1 385
	23 719	22 639
Passif à court terme ¹⁰⁾	2 573	2 135
Montants reportés ^{3) 5) 8)}	803	827
Dettes à long terme ⁵⁾	9 753	9 494
Impôts sur les bénéfices reportés ⁹⁾	3 048	3 039
Titres privilégiés ¹¹⁾	554	694
Part des actionnaires sans contrôle	465	471
Capitaux propres	6 523	5 979
	23 719	22 639

État des autres composantes du résultat étendu selon les PCGR des États-Unis

(en millions de dollars)	Écart de conversion cumulatifs	Passif minimal au titre des régimes de retraite (SFAS No. 87)	Opérations de couvertures des flux de trésorerie (SFAS No. 133)	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2002	13	(56)	(9)	(52)
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts de 22 \$ ⁴⁾	–	(40)	–	(40)
Perte non matérialisée sur instruments dérivés, déduction faite des impôts de (1)\$ ⁵⁾	–	–	(4)	(4)
Écart de conversion, déduction faite des impôts de néant	1	–	–	1
Solde au 31 décembre 2002	14	(96)	(13)	(95)
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts de 1 \$ ⁴⁾	–	(2)	–	(2)
Gain non matérialisé sur instruments dérivés, déduction faite des impôts de néant ⁵⁾	–	–	8	8
Écart de conversion, déduction faite des impôts de (64)\$	(54)	–	–	(54)
Solde au 31 décembre 2003	(40)	(98)	(5)	(143)
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts de (39)\$ ⁴⁾	–	72	–	72
Gain non matérialisé sur instruments dérivés, déduction faite des impôts de (3)\$ ⁵⁾	–	–	1	1
Écart de conversion, déduction faite des impôts de (44)\$	(31)	–	–	(31)
Solde au 31 décembre 2004	(71)	(26)	(4)	(101)

- 1) Selon des PCGR des États-Unis, les états abrégés consolidés des résultats et les bilans abrégés consolidés sont dressés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, dans le cas des participations dans les coentreprises. À l'exclusion de l'incidence des autres ajustements pour tenir compte des PCGR des États-Unis, la comptabilisation de ces participations selon la méthode de la consolidation proportionnelle, conformément aux exigences des PCGR du Canada, aboutit aux mêmes montants en ce qui concerne le bénéfice net et les capitaux propres.
- 2) Les autres charges comprenaient une provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 3 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (2 millions de dollars en 2003; 4 millions de dollars en 2002).
- 3) Postérieurement au 1^{er} octobre 2003, les contrats énergétiques ont été comptabilisés en tant qu'éléments de couverture conformément aux dispositions du Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 133. Presque tous les contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés sont désormais comptabilisés en tant qu'éléments de couverture conformément aux PCGR des États-Unis et aux PCGR du Canada. Tous les gains ou pertes sur les contrats qui n'étaient pas admissibles en tant qu'éléments de couverture conformément aux SFAS No. 133 et les montants attribuables à tout manque d'efficacité des éléments de couverture sont compris dans les résultats de chaque exercice. Presque tous les montants comptabilisés en 2004 et en 2003 en tant que différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada ont trait aux gains et pertes sur les contrats pour des périodes précédant leur documentation en tant qu'éléments de couverture selon les PCGR des États-Unis et aux différences comptables en ce qui a trait aux contrats de commerce d'énergie en soi aux États-Unis et au Canada.
- 4) En vertu des PCGR des États-Unis, une perte nette, constatée à titre de passif supplémentaire de retraite conformément au SFAS No. 87, Employers' Accounting for Pensions, et non encore constatée en tant que charge de retraite nette de l'exercice, doit être comptabilisée en tant que composante du résultat étendu. Le montant net constaté au 31 décembre s'établit comme suit.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Coût des prestations payées d'avance	206	201
Créditeurs	(42)	(58)
Actifs incorporels	(1)	(41)
Autres composantes du résultat étendu accumulé	(40)	(151)
Montant net constaté	123	(49)

L'obligation accumulée au titre des prestations relativement aux régimes PD de la société était de 943 millions de dollars au 31 décembre 2004 (819 millions de dollars en 2003).

- 5) Depuis le 1^{er} janvier 2004, tous les instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt sont constatés dans les états financiers consolidés de la société à leur juste valeur selon les PCGR du Canada. Selon les dispositions du SFAS No. 133, *Accounting for Derivatives and Hedging Activities*, tous les instruments dérivés sont constatés en tant qu'éléments d'actif et éléments de passif au bilan et évalués à leur juste valeur. Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant que couverture de juste valeur, la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats avec un montant égal ou inférieur dans la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert. Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant que couverture des flux de trésorerie, la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé qui compense efficacement le risque couvert est constatée dans les autres composantes du résultat étendu jusqu'à ce que l'élément couvert soit constaté dans les résultats. Toute tranche inefficace de la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats de chaque exercice visé. Presque tous les montants comptabilisés en 2004 en tant que différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada, quant au bénéfice découlant des activités poursuivies, ont trait aux différences de traitement comptable de l'élément couvert et, quant au résultat étendu, ont trait aux opérations de couverture des flux de trésorerie.

En 2004, aux termes des dispositions du SFAS 133, des gains nets de 10 millions de dollars (47 millions de dollars en 2003; 38 millions de dollars en 2002) découlant des opérations de couverture des variations de la juste valeur de la dette à long terme et des pertes nettes de 18 millions de dollars (53 millions en 2003; 20 millions en 2002) dans la juste valeur des éléments couverts ont été inclus dans les résultats, selon les PCGR des États-Unis, en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs et des pertes de change. Aucun montant au titre des gains ou pertes sur instruments dérivés n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des opérations de couverture dans les relations de couverture de la juste valeur.

En 2004, 2003 et 2002, aucun montant n'a été inclus dans les résultats au titre de l'inefficacité des opérations de couverture des flux de trésorerie. Des montants inclus dans les autres composantes du résultat étendu au 31 décembre 2004, 2 millions de dollars (9 millions de dollars en 2003; (5) millions de dollars en 2002) se rapportent aux opérations de couverture du risque de taux d'intérêt, (3) millions de dollars (5 millions de dollars en 2003; 1 million de dollars en 2002) se rapportent aux opérations de couverture du risque de change et 2 millions de dollars ((6) millions de dollars en 2003; néant en 2002) se rapportent aux opérations de couverture du risque lié aux prix de l'énergie. De ces montants, 2 millions de dollars devraient être constatés dans les résultats en 2005.

Au 31 décembre 2004, des actifs de (29) millions de dollars (91 millions de dollars en 2003) et des passifs de (27) millions de dollars (93 millions de dollars en 2003) ont été (réduits) ajoutés aux fins des PCGR des États-Unis, pour tenir compte de la juste valeur des instruments dérivés et de la variation correspondante de la juste valeur des éléments couverts.

- 6) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, le bénéfice net dilué par action selon les PCGR des États-Unis représente les activités poursuivies, soit 2,01 \$ par action (1,63 \$ par action en 2003; 1,56 \$ par action en 2002) et les activités abandonnées, soit 0,11 \$ par action (0,10 \$ par action en 2003; néant en 2002).
- 7) En vertu des PCGR du Canada, les coûts préalables à la mise en exploitation engagés durant la phase de mise en service d'un nouveau projet sont reportés jusqu'à ce que la production commerciale soit atteinte. Ils sont par la suite amortis sur la durée estimative du projet. Selon les PCGR des États-Unis, ces coûts sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Certains coûts de démarrage engagés par Bruce Power, L.P. (placement comptabilisé à la valeur de consolidation) doivent être passés en charges selon les PCGR des États-Unis. Selon les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis, l'intérêt est capitalisé sur les dépenses au titre de l'aménagement de projets de mise en valeur qui sont activement préparés en vue de leur utilisation prévue. Pour Bruce Power, L.P., la valeur comptable des projets d'aménagement en regard desquels l'intérêt est capitalisé est inférieure selon les PCGR des États-Unis, car les coûts préalables à l'exploitation sont passés en charges.
- 8) À compter du 1^{er} janvier 2003, la société a adopté les dispositions de la Financial Interpretation (FIN) 45 qui requiert la constatation d'un passif pour la juste valeur de certaines garanties exigeant que des paiements soient faits advenant certains types d'événements futurs. Les normes d'évaluation de la FIN 45 s'appliquent aux garanties accordées après le 1^{er} janvier 2003. Aux fins des PCGR des États-Unis, la juste valeur des garanties à titre de passif s'établissait à 9 millions de dollars au 31 décembre 2004 (4 millions de dollars en 2003) et découle de la participation de la société dans Bruce Power.
- 9) Selon les PCGR des États-Unis, un passif d'impôts reportés doit être constaté dans le cas du coût des services des entreprises réglementées. Comme ces impôts reportés peuvent être recouverts à partir des produits futurs, un actif réglementaire correspondant est inscrit aux fins des PCGR des États-Unis.
- 10) Le passif à court terme au 31 décembre 2004 comprend des dividendes à payer de 146 millions de dollars (136 millions de dollars en 2003) et des impôts exigibles de 260 millions de dollars (271 millions de dollars en 2003).
- 11) La juste valeur des titres privilégiés au 31 décembre 2004 était de 572 millions de dollars (612 millions de dollars en 2003). Au titre des charges liées aux titres privilégiés, la société a effectué des paiements de 48 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (57 millions de dollars en 2003; 58 millions de dollars en 2002).

Impôts sur les bénéfiques Les incidences fiscales des écarts entre la valeur des éléments d'actif et de passif, aux fins comptables et fiscales, s'établissent comme suit.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Passif d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	1 741	1 813
Impôts sur les besoins futurs en produits d'exploitation	914	962
Placements dans des filiales et des sociétés en commandite	438	373
Autres	140	87
	3 233	3 235
Actif d'impôts reportés		
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	7	28
Montants reportés	89	79
Autres	106	113
	202	220
Moins : provision pour moins-value	17	24
	185	196
Passif d'impôts reportés, montant net	3 048	3 039

Autres Le 31 décembre 2003, la société se conforme aux dispositions de la FIN 46 (révisée), Consolidation of Variable Interest Entities, qui exige la consolidation de certaines entités contrôlées par l'entremise de participations financières indiquant l'existence d'un contrôle (appelées « droits variables »). L'adoption de ces dispositions n'a eu aucune incidence sur les états financiers de la société dressés selon les PCGR des États-Unis.

En mai 2003, le FASB a publié le SFAS No. 150, Accounting for Certain Financial Instruments with Characteristics of both Liabilities and Equity. Cet énoncé définit les normes que doit respecter un émetteur pour le classement et l'évaluation, dans le bilan, de certains instruments financiers ayant des caractéristiques associées tant aux éléments de passifs qu'aux capitaux propres. Il exige qu'un instrument financier tombant dans son champ d'application soit classé en tant qu'élément de passif (ou d'actif, dans certaines circonstances), puisque cet instrument financier représente une obligation de l'émetteur. Plusieurs de ces instruments étaient antérieurement classés dans les capitaux propres. L'adoption des dispositions du SFAS No. 150 n'a eu aucune incidence sur les états financiers de la société dressés selon les PCGR des États-Unis.

Sommaire des renseignements financiers sur les placements à long terme

Le sommaire des renseignements financiers sur les placements à long terme comprend les placements comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation selon les PCGR des États-Unis (y compris ceux qui sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle conformément aux PCGR du Canada).

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003	2002
Résultats			
Produits	1 149	1 063	798
Autres coûts et charges	(575)	(528)	(273)
Amortissement	(155)	(141)	(146)
Charges financières et autres	(66)	(60)	(119)
Quote-part du bénéfice avant impôts découlant des placements à long terme	353	334	260
Aux 31 décembre (en millions de dollars)			
Bilans			
Actif à court terme	361	385	
Immobilisations corporelles	3 020	2 944	
Passif à court terme	(248)	(204)	
Montants reportés (montant net)	(199)	(286)	
Dette sans recours	(1 030)	(1 060)	
Impôts sur les bénéfices reportés	(17)	(19)	
Quote-part de l'actif net lié aux placements à long terme	1 887	1 760	