

Rapport de gestion

MÉTHODES

RIGOREUSES





Le rapport de gestion daté du 24 février 2004 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) et des notes afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

REVUE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

POINTS SAILLANTS

Accroissement du bénéfice Le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) de TransCanada a augmenté de 54 millions de dollars, ou 7 %, pour s'établir à 801 millions de dollars (1,66 \$ par action) en 2003, comparativement à 747 millions de dollars (1,56 \$ par action) en 2002.

Raffermissment du bilan En 2003, TransCanada a rehaussé les capitaux propres de 344 millions de dollars, ce qui lui a permis de raffermir davantage son bilan.

Majoration du dividende Le 27 janvier 2004, le conseil d'administration de TransCanada a majoré de 7 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de la société, pour le faire passer de 0,27 \$ par action à 0,29 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2004.

Croissance des entreprises essentielles En 2003, TransCanada a investi plus de 1,2 milliard de dollars dans ses entreprises de transport de gaz et d'électricité. Ce montant comprend les dettes prises en charge.

Aperçu des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2003	2002	2001
Bénéfice net (perte nette)			
Activités poursuivies	801	747	686
Activités abandonnées	50	–	(67)
	851	747	619
Bénéfice net (perte nette) par action – de base			
Activités poursuivies	1,66 \$	1,56 \$	1,44 \$
Activités abandonnées	0,10	–	(0,14)
	1,76 \$	1,56 \$	1,30 \$

Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2003 s'est élevé à 851 millions de dollars (1,76 \$ par action). Ce chiffre englobe le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action) qui reflète la constatation dans les résultats de la tranche de 50 millions de dollars du gain initialement reporté du montant d'environ 100 millions de dollars après impôts au titre de la cession de

l'entreprise de commercialisation du gaz en 2001. Ce montant se compare au bénéfice net de 747 millions de dollars (1,56 \$ par action) inscrit en 2002 et au bénéfice net de 619 millions de dollars (1,30 \$ par action) inscrit en 2001, qui comprenait une perte nette découlant des activités abandonnées de 67 millions de dollars (0,14 \$ par action).

Aperçu des résultats sectoriels

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Transport de gaz	622	653	585
Électricité	220	146	168
Siège social	(41)	(52)	(67)
Activités poursuivies	801	747	686
Activités abandonnées	50	–	(67)
Bénéfice net	851	747	619

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le bénéfice net tiré des activités poursuivies de TransCanada s'est établi à 801 millions de dollars (1,66 \$ par action), comparativement à 747 millions de dollars (1,56 \$ par action) en 2002 et à 686 millions de dollars (1,44 \$ par action) en 2001. L'accroissement de 54 millions de dollars entre 2002 et 2003 résulte principalement de la progression du résultat net de l'entreprise d'électricité et du fléchissement des charges nettes du secteur Siège social, en partie annulés par le recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz.

L'augmentation du résultat net de 2001 à 2002 découle de l'accroissement du résultat de l'entreprise de transport de gaz et de la réduction des charges du secteur Siège social, en partie neutralisés par le recul du résultat de l'entreprise d'électricité. En 2001, ce résultat reflétait la capacité qu'a la société de saisir les occasions intéressantes suscitées par les prix élevés sur le marché et la volatilité des prix de l'électricité.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le résultat net de l'entreprise d'électricité comprenait un montant après impôts de 73 millions de dollars au titre de la participation acquise par TransCanada dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) en février 2003, ainsi qu'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, en 2001, avait manqué à ses engagements en vertu de contrats à terme d'électricité. Ces hausses ont été en partie contrebalancées par la baisse du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements de l'Est de l'entreprise d'électricité, conjuguée à l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien.

La diminution de 11 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social en 2003 s'explique surtout par l'incidence positive du fléchissement du dollar américain entre 2002 et 2003.

La baisse de 31 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, comparativement à l'exercice 2002, découle principalement du recul du résultat net du réseau de l'Alberta en 2003, qui reflète le règlement annuel sur les besoins en produits fixes conclu par TransCanada et ses clients en février 2003. En outre, en juin 2002, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a fait connaître à TransCanada sa décision sur la demande concernant le rendement équitable (décision sur le rendement équitable), qui portait sur le mode de détermination du coût en capital à inclure dans le calcul des droits de 2001 et 2002 pour le réseau principal au Canada. Les résultats de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 comprenaient un bénéfice après impôts de 16 millions de dollars reflétant l'incidence de la décision sur le rendement équitable de 2001. Les résultats de l'entreprise de transport de gaz en 2003 comprenaient la part de 11 millions de dollars revenant à TransCanada d'un ajustement des économies d'impôts futurs constatées par TransGas de Occidente S.A. (TransGas), tandis que les résultats de 2002 tenaient compte du montant de 7 millions de dollars revenant à TransCanada à la suite d'une décision rendue en faveur de Great Lakes Transmission Limited Partnership (Great Lakes) au sujet de la taxe d'utilisation payée au Minnesota au cours d'exercices antérieurs.

Aux termes d'un plan d'arrangement daté du 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 de l'exercice terminé le 31 décembre 2003 englobent les comptes de TransCanada, les comptes consolidés de toutes les filiales, y compris TCPL, ainsi que la quote-part de

TransCanada dans les comptes correspondant aux participations de la société dans des coentreprises. Les chiffres correspondants des exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001 sont ceux qui se rapportaient à TCPL, à ses sociétés affiliées et à la quote-part de la société dans les comptes correspondant à ses participations dans des coentreprises.

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. Au 31 décembre 2003, l'actif d'exploitation total de la société, 19,7 milliards de dollars, se partageait entre l'entreprise de transport de gaz et l'entreprise d'électricité à raison d'environ 86 % et 14 %, respectivement. En 2003, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est établi à 622 millions de dollars, alors que le résultat net de l'entreprise d'électricité s'est chiffré à 220 millions de dollars.

Les critères de succès et les caractéristiques des entreprises de transport de gaz et d'électricité sont comparables. Les infrastructures telles que les gazoducs et les installations de production d'électricité sont tributaires de facteurs fondamentaux semblables pour ce qui est de l'offre et de la demande, et ces marchés sont très interdépendants. Il s'agit de deux secteurs à forte intensité de capital qui ont recours à nombre de technologies et pratiques d'exploitation semblables. Ils exigent en outre beaucoup de solidité et de stabilité financières, puisque les capitaux requis sont considérables.

Transport de gaz Le secteur Transport de gaz comprend l'exploitation de quatre gazoducs réglementés détenus en propriété exclusive : le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, le réseau de Foothills et le réseau de la Colombie-Britannique. Les investissements de TransCanada dans le secteur Autres entreprises de transport de gaz comprennent principalement la propriété partielle d'un gazoduc canadien, cinq gazoducs aux États-Unis ainsi qu'une participation de 33,4 % dans TC Pipelines, LP, une société en commandite américaine à capitaux publics dont TransCanada est le commandité. En 2003, l'entreprise de transport de gaz a véhiculé 66 % du gaz naturel produit dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), dont 65 % étaient destinés à l'exportation aux États-Unis.

Électricité Les activités du secteur Électricité de TransCanada sont principalement axées sur la production d'électricité et englobent la construction, la possession, l'exploitation et la gestion de centrales électriques ayant une capacité de production totale de 4 667 mégawatts (MW). Pour produire de l'électricité, la société se sert de divers combustibles : gaz naturel, chaleur résiduelle, déchets de bois, charbon ainsi qu'énergie nucléaire et hydroélectrique. Par ailleurs, TransCanada vend de l'électricité pour maximiser la valeur de l'actif des centrales faisant partie de son portefeuille. Ce dernier est constitué de huit centrales en exploitation, détenues en propriété exclusive, d'une participation en actions de 31,6 % dans la centrale nucléaire de Bruce Power ainsi que de la production d'électricité de deux centrales albertaines, par le truchement de conventions d'achat d'électricité (CAE). De plus, le portefeuille de la société comprend une centrale en voie d'aménagement et une centrale dont le permis d'exploitation est en cours d'approbation. TransCanada détient aussi une participation de 35,6 % dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), une société en commandite à capitaux publics qui possède sept centrales électriques et dont TransCanada est le commandité.

TRANSCANADA – STRATÉGIE

En matière de transport de gaz naturel et de services d'électricité, TransCanada a pour objectif d'être le fournisseur le plus rentable, le plus concurrentiel et le plus fiable d'Amérique du Nord.

Cinq stratégies essentielles permettront à TransCanada de concrétiser sa mission :

- Maximiser le potentiel de l'entreprise de transport de gaz naturel et en soutenir la croissance grâce à la mise en liaison, avec les marchés en plein essor, des nouveaux approvisionnements du BSOC, des réserves gazières des régions nordiques et du gaz naturel liquéfié (GNL).
- Poursuivre le travail avec les organismes de réglementation et les clients pour faire progresser le modèle d'entreprise réglementée de façon à permettre à TransCanada d'obtenir un rendement concurrentiel et d'être à la hauteur de la concurrence sur le marché nord-américain.
- Assurer la croissance et rehausser le rendement de l'entreprise d'électricité.

- Mettre en place un modèle d'entreprise qui nous permette d'atteindre nos objectifs d'excellence opérationnelle pour assurer à nos clients des services de meilleure qualité, plus rapides et à moindre coût en matière de transport de gaz naturel et de production d'électricité.
- Maintenir la solide situation financière de la société et en tirer parti pour saisir les occasions de croissance.

TRANSPORT DE GAZ

Occasions La demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait augmenter de 21 % entre 2002 et 2015, passant de 70 milliards de pieds cubes par jour à 85 milliards de pieds cubes par jour. Bien que des prix plus forts pour le gaz naturel puissent entraîner une érosion de la demande ou le choix d'un autre combustible, TransCanada prévoit que la demande de gaz naturel augmentera sensiblement à long terme. Étant donné que les prix forts pour le gaz naturel entraîneront une intensification des forages, en partie annulée par le taux de déclin élevé des réserves et les faibles taux de production des nouveaux puits, la production des bassins gaziers existants devrait demeurer uniforme ou n'augmenter que légèrement. On prévoit que les approvisionnements des bassins nord-américains traditionnels dans leur ensemble s'accroîtront de 1 milliard de pieds cubes par jour d'ici 2015. Il faudra, pour répondre à la demande accrue en Amérique du Nord, avoir accès à d'importantes nouvelles réserves de gaz naturel non classiques. Ces approvisionnements gaziers supplémentaires proviendront probablement des régions pionnières, notamment l'Alaska et, au Canada, le delta du Mackenzie, ainsi que de nouvelles sources de GNL. TransCanada continuera d'assurer la croissance de ses infrastructures actuelles et d'aménager de nouvelles infrastructures pour mettre les nouveaux approvisionnements en liaison avec les marchés en croissance.

TransCanada détient actuellement le plus important réseau de gazoducs qui relie le BSOC et les grands marchés nord-américains en plein essor. En 2003, le réseau de l'Alberta a assuré la collecte d'environ 11 milliards de pieds cubes par jour, soit 66 % du gaz naturel produit dans le BSOC et 16 % de la production gazière nord-américaine. En Alberta, la société a assuré la livraison d'environ 1,6 milliard de pieds cubes par

jour. Le réseau de l'Alberta est relié au réseau principal au Canada, au réseau de la Colombie-Britannique, au réseau de Foothills et à d'autres réseaux qui, collectivement, assurent la livraison de gaz naturel sur les marchés de l'est du Canada et exportent du gaz naturel à destination des marchés du nord-ouest, du Midwest et de la région du nord-est des États-Unis.

Stratégie L'une des stratégies de TransCanada consiste à maximiser le potentiel de son entreprise de transport de gaz naturel et à en soutenir la croissance grâce à la mise en liaison, avec les marchés en plein essor, des nouveaux approvisionnements du BSOC, des réserves gazières des régions nordiques et du GNL. L'accroissement de la demande de gaz naturel au cours des années à venir laisse supposer que la société pourra déployer cette stratégie sans problème. À court et moyen terme, la croissance proviendra sans doute du désengorgement des réseaux actuels, de la hausse des participations dans les gazoducs détenus partiellement, de l'acquisition d'autres réseaux de gazoducs et de la mise en liaison des nouveaux approvisionnements du BSOC pour répondre à la demande. À long terme, TransCanada prend les mesures requises en vue de concevoir, d'aménager et d'exploiter les nouvelles infrastructures requises pour amener le gaz des régions nordiques et le GNL sur les marchés en plein essor.

La capacité excédentaire des principaux réseaux de gazoducs de TransCanada, soit le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada, explique également la volonté de la société de participer au transport du gaz des régions nordiques. La construction de gazoducs permettant d'acheminer le gaz naturel de Prudhoe Bay et du delta du Mackenzie, et leur raccordement aux gazoducs déjà en exploitation rehausseraient la viabilité économique des gazoducs de TransCanada, ce qui profiterait à ses clients et à ses actionnaires.

Expansion des affaires en 2003 En 2003, TransCanada a continué d'appliquer sa stratégie consistant à maximiser le potentiel de son entreprise de transport de gaz et d'en soutenir la croissance, et a fait d'importants progrès en vue d'atteindre son objectif, qui est d'amener le gaz des régions nordiques et le GNL sur le marché.

En août 2003, la société s'est portée acquéreur du reste des participations dans Foothills Pipe Lines Ltd. et de ses filiales (Foothills) qu'elle ne détenait pas antérieurement. Le réseau de Foothills, qui s'étend sur plus de 1 000 kilomètres et transporte plus de 30 % du

gaz naturel exporté aux États-Unis, est un complément aux installations actuelles de TransCanada dans l'Ouest canadien. La société a de plus augmenté sa participation dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (Portland), dans le nord-est des États-Unis, qui est passée de 33,3 % à 61,7 %.

L'acquisition de Foothills a raffermi la position de TransCanada relativement à l'éventuel projet de gazoduc de la route de l'Alaska. Par l'entremise de Foothills, TransCanada détient des certificats tant pour le tronçon de l'Alaska que pour celui du Canada relativement au projet de gazoduc de la route de l'Alaska. La société possède en outre des actifs importants dans l'emprise des canalisations qui seraient aménagées au Canada et en Alaska.

En juin 2003, TransCanada, les producteurs gaziers du delta du Mackenzie et l'Aboriginal Pipeline Group (APG) ont conclu un accord de financement et de participation relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. TransCanada a convenu de financer la part de l'APG, soit le tiers, pour les coûts de la phase de définition du projet en échange de plusieurs options, notamment une participation dans le projet, certains droits de premier refus et le droit de transporter le gaz du delta du Mackenzie jusqu'au réseau de l'Alberta.

Pour ce qui est du GNL, TransCanada et ConocoPhillips Company (ConocoPhillips) ont annoncé en septembre 2003 la création de la société Fairwinds pour évaluer conjointement un emplacement situé à Harpswell, dans l'État du Maine, en vue d'y aménager une installation de regazéification du gaz naturel liquéfié. Si toutes les approbations requises sont obtenues, la construction de l'installation pourrait débuter en 2006, et l'installation pourrait être entièrement opérationnelle en 2009. Par ailleurs, TransCanada continue d'évaluer d'autres projets de GNL.

Défis Plusieurs faits positifs sont survenus en 2003, mais la société doit néanmoins relever certains défis si elle veut maximiser le potentiel de l'entreprise de transport de gaz et en soutenir la croissance. La nature des risques inhérents à l'entreprise de transport de gaz évolue depuis plusieurs années. Deux développements d'importance majeure, survenus dans le secteur pipelinier au Canada, ont engendré ces risques : l'intensification de la concurrence et la croissance presque nulle des approvisionnements gaziers du BSOC. TransCanada est confrontée à des concurrents tant pour

les approvisionnements que pour les livraisons de son réseau de gazoducs. Sur le plan des approvisionnements, d'autres gazoducs ont accès à un bassin ayant presque atteint la maturité. Sur le plan des livraisons, des gazoducs concurrents sont désormais en mesure de livrer du gaz sur des marchés que TransCanada desservait dans le passé.

La capacité, pour TransCanada, d'assurer sa croissance par l'acquisition d'autres réseaux de gazoducs dépend de la disponibilité d'actifs pipeliniers de qualité destinés à la vente, de la force de persuasion des offres de concurrents et de la capacité de la société de concrétiser sa stratégie d'acquisition.

À long terme, la capacité qu'aura TransCanada de jouer un rôle significatif dans la livraison du gaz des régions nordiques sur le marché dépendra de la volonté et de la capacité des producteurs gaziers d'affecter des ressources à de tels projets. Plusieurs facteurs influenceront sur la décision de donner suite à ces projets, notamment le prix du gaz naturel, le coût en capital du gazoduc, les approbations des organismes de réglementation ainsi que les risques inhérents à la construction, à l'exploitation et au financement.

Compte tenu de l'intensification de la concurrence et de la croissance presque nulle des approvisionnements du BSOC, TransCanada ne prévoit qu'une modeste croissance organique de ses gazoducs canadiens réglementés, jusqu'à ce que les approvisionnements gaziers du Nord soient raccordés. Puisque la base tarifaire moyenne est un élément déterminant, la société prévoit aussi que le résultat généré par ces actifs régressera en l'absence d'un accroissement du rendement des capitaux propres et du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires. Cependant, malgré la possibilité d'un recul du résultat, les flux de trésorerie liés à ces actifs arrivés à maturité devraient demeurer élevés.

Faits nouveaux en matière de réglementation canadienne Bien que les facteurs économiques fondamentaux de l'offre et de la demande de gaz naturel justifient la stratégie de TransCanada en matière de maximisation de la croissance de l'entreprise de transport de gaz, les gazoducs réglementés de la société au Canada demeurent soumis aux enjeux que présentent la concurrence, la maturation du BSOC et, dans l'ensemble, la faiblesse des rendements. Ces défis alimentent la détermination dont TransCanada fait preuve

pour générer des rendements plus élevés et être à la hauteur de la concurrence sur le marché nord-américain.

Les actifs réglementés de TransCanada au Canada représentent environ 14 milliards de dollars ou 68 % du total de l'actif de la société au 31 décembre 2003. À court et à moyen terme, le résultat que la société tirera de ses gazoducs réglementés détenus en propriété exclusive dépendront non pas du volume de gaz naturel transporté, mais plutôt du montant du capital investi dans ces gazoducs, du taux de rendement permis ainsi que du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires. À long terme, cependant, le déclin de la production dans le BSOC et les répercussions sur les droits de transport pourraient rendre les expéditeurs moins intéressés à établir des contrats de transport de gaz naturel.

L'ONÉ régit les activités du réseau principal au Canada, du réseau de Foothills, du réseau de la Colombie-Britannique et du réseau de Trans Québec & Maritimes (TQM), dans lequel la société détient une participation de 50 %. Le résultat tiré de ces gazoducs est fonction de la base tarifaire moyenne et d'un taux de rendement fondé sur le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires déterminé par l'organisme de réglementation. En 2003, la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada était de 8,6 milliards de dollars, avec un taux de rendement de 9,79 % déterminé par application de la formule de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 33 %. La formule de l'ONÉ servant à déterminer le taux de rendement est directement liée au rendement à long terme des obligations du Canada. Or, il y a une corrélation directe entre le résultat du réseau principal au Canada et les taux d'intérêt à long terme au Canada, et il s'avère que le taux de rendement a baissé de beaucoup au cours de la dernière décennie.

Le réseau de l'Alberta est soumis à la réglementation de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA). En 2003, les produits du réseau de l'Alberta ont été déterminés en fonction d'un règlement négocié avec les clients du gazoduc. La décision rendue par l'ONÉ en 2002 au sujet du rendement du réseau principal au Canada pour 2001 et 2002 a beaucoup influé sur les négociations avec les expéditeurs utilisant le réseau de l'Alberta. Par conséquent, la société avait initialement évalué que la mesure dans laquelle le résultat prévu permettrait de combler les

besoins en produits du réseau de l'Alberta serait de 40 millions de dollars inférieure au chiffre de 2002. Toutefois, compte tenu des revenus incitatifs d'environ 16 millions de dollars qui ont en partie neutralisé ce recul, le résultat du réseau de l'Alberta a régressé de 24 millions de dollars entre 2002 et 2003. En 2003, la CESPA a approuvé la demande tarifaire de 2003 pour le réseau de l'Alberta, qui prévoit deux nouveaux services et certaines modifications à la conception du tarif.

Au cours des trois derniers exercices, TransCanada a fait progresser l'élaboration de son modèle d'entreprise réglementée et préconisé un rendement équitable dans le cadre de diverses instances réglementaires. En 2001, la société a déposé auprès de l'ONÉ la demande de rendement équitable de 2001 et 2002 pour le réseau principal au Canada. Dans sa demande, TransCanada invitait l'ONÉ à adopter une méthode de détermination du rendement fondée sur le coût en capital moyen pondéré après impôts (plutôt que la formule axée sur les taux d'intérêt préconisée par l'ONÉ) et à approuver un taux de rendement supérieur. Dans la décision rendue en juin 2002 à propos de cette demande, l'ONÉ conservait la formule de calcul du taux de rendement et haussait le ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, pour le porter de 30 % à 33 %. TransCanada a par la suite présenté une demande d'examen et de modification de la décision de l'ONÉ, que l'ONÉ a refusée. TransCanada s'est alors adressée à la Cour d'appel fédérale, qui lui a donné l'autorisation d'interjeter appel. L'appel a été entendu en février 2004, et TransCanada attend la décision.

En juillet 2003, l'ONÉ a rendu sa décision sur la demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada de TransCanada. L'ONÉ a approuvé les principaux éléments de la demande, y compris une hausse du taux d'amortissement composé, l'adoption d'une nouvelle zone de tarification, le maintien des mesures incitatives et l'accroissement du prix plancher du service interruptible (IT). Cette décision tient compte de questions clés, notamment la concurrence dans le marché final du réseau principal au Canada, la déincitation des expéditeurs à conclure des contrats de service ferme et les risques à long terme pour ce qui est des approvisionnements du BSOC. En 2003, des droits temporaires étaient en vigueur dans l'attente du résultat de l'appel présenté à la Cour d'appel fédérale.

En 2003 et au début de 2004, la CESP A a tenu une audience au sujet des coûts en capital généraux en Alberta. Au terme de l'audience, la CESP A déterminera le taux de rendement des capitaux propres pour 2004 ainsi que la structure du capital pour tous les services publics relevant de sa compétence, y compris le réseau de l'Alberta. La CESP A prévoit aussi adopter, dès 2005, une stratégie normalisée pour déterminer le taux de rendement.

En septembre 2003, TransCanada a déposé auprès de la CESP A les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 pour le réseau de l'Alberta; en novembre 2003, elle a déposé ceux qui se rapportent à la deuxième phase. Il s'agit de la première demande tarifaire générale déposée auprès de la CESP A depuis 1995. Entre 1996 et 2003, les droits et services du réseau de l'Alberta ont fait l'objet de règlements négociés avec les clients du gazoduc, et approuvés par la CESP A.

ÉLECTRICITÉ

Occasions En Amérique du Nord, la demande d'électricité devrait s'accroître au taux de 2 % par an. L'entreprise d'électricité de TransCanada profite d'importantes occasions de croissance qu'elle pourra concrétiser grâce à des acquisitions de qualité, des projets d'aménagement sélectifs et l'optimisation de son portefeuille de centrales, en ciblant des occasions comportant peu de risques dans des marchés connus. Étant donné les restrictions actuelles inhérentes aux réseaux de distribution d'électricité en Amérique du Nord, la société doit également construire des centrales électriques efficaces à proximité des secteurs de demande.

Stratégie L'entreprise d'électricité continuera d'axer ses activités sur l'aménagement et l'acquisition de centrales de base à faibles coûts ou de centrales offrant de solides possibilités contractuelles, dans les marchés où la société détient ou peut acquérir des connaissances et une expérience appréciables. TransCanada assurera aussi la croissance de l'entreprise d'électricité en aménageant des centrales qui mettent à profit des techniques de cogénération efficaces et qui desservent des marchés sélectifs.

Les centrales électriques de TransCanada sont réparties dans plusieurs territoires où les autorités de réglementation édictent des règles et règlements qui leur sont propres. Les marchés de l'électricité ont des dimensions régionales; pour assurer le succès de l'exploitation des actifs connexes, il importe de connaître chaque marché en profondeur. L'entreprise d'électricité de TransCanada a pris beaucoup d'ampleur en Alberta, dans l'est du Canada et dans le nord-est des États-Unis, et la société a acquis une expérience appréciable de ces marchés. TransCanada continuera de miser sur sa connaissance des marchés et sur son expérience de la déréglementation pour maximiser la valeur des actifs de son portefeuille de centrales en se livrant à des activités de commercialisation dans ces secteurs géographiques. TransCanada atteindra ses objectifs d'excellence opérationnelle en se distinguant à titre du fournisseur de services d'électricité le plus rentable et le plus fiable dans les marchés desservis.

Faits nouveaux en 2003 En 2003, TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power et a annoncé l'aménagement de deux nouvelles installations de cogénération au Canada. Par le truchement de sa participation dans Bruce Power, TransCanada détient une centrale électrique de base à faibles coûts en Ontario, l'un des marchés les plus importants d'Amérique du Nord. La production des nouvelles installations de cogénération au Québec et au Nouveau-Brunswick sera vendue à des contreparties dignes de confiance en vertu de contrats à long terme. Ces centrales illustrent avec éloquence la capacité de TransCanada d'aménager de nouvelles sources d'électricité dans de nouveaux marchés et de tirer parti du savoir-faire de la société en matière de cogénération.

Défis Les principaux défis que TransCanada devra relever pour assurer la croissance de son entreprise d'électricité comprennent la présence d'occasions d'acquisitions, et sa capacité de les saisir, ainsi que la possibilité de repérer des marchés propices à l'aménagement de nouvelles centrales électriques.

La production d'électricité est essentiellement une entreprise de fabrication. TransCanada utilise diverses sources de combustibles : gaz naturel, chaleur résiduelle, déchets de bois, charbon ainsi qu'énergie nucléaire et hydroélectrique. La capacité d'assurer l'exploitation

au moindre coût possible est un facteur essentiel au succès de toute entreprise de fabrication. Plusieurs facteurs influent sur les coûts de production d'électricité, notamment les coûts de construction et de démarrage, le coût du combustible et les frais d'exploitation, dont TransCanada assure la gestion selon son modèle d'excellence opérationnelle. La capacité de TransCanada de faire une utilisation optimale de ses actifs est tributaire de facteurs tels que les modalités de ses contrats, la capacité et la fiabilité de ses centrales, la gestion des diverses sources de combustible ainsi que l'optimisation de son portefeuille et des services de distribution.

La déréglementation des marchés de l'électricité en Amérique du Nord a débuté vers le milieu des années 1990 et continue d'évoluer dans certains marchés. Cette évolution peut susciter de l'incertitude à court et à moyen terme au sujet de la structure de marché et de la façon dont les contrats d'approvisionnement en électricité et en combustible sont structurés. Cela, en bout de ligne, fait fluctuer le résultat. TransCanada a connu du succès tant sur les marchés déréglementés que réglementés.

TRANSCANADA – PERSPECTIVES

En 2004, TransCanada poursuivra la mise en œuvre de sa stratégie, soit d'assurer la croissance et de maximiser le potentiel de ses entreprises de transport de gaz et d'électricité, en redéployant ses flux de trésorerie discrétionnaires.

Dans le secteur Transport de gaz, la société assurera la croissance par l'expansion des réseaux en exploitation pour alimenter les marchés en nouveaux approvisionnements, par l'acquisition de gazoducs en exploitation, par l'accroissement de ses participations dans des gazoducs détenus partiellement et par des efforts soutenus pour amener sur les marchés en plein essor les nouvelles sources de gaz naturel (y compris le gaz des régions nordiques et le GNL). En 2004, l'issue des instances réglementaires pourrait avoir de grandes répercussions sur le résultat du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada.

Dans le secteur Électricité, TransCanada concentrera ses activités sur les marchés où elle est déjà présente et dans le cas desquels elle possède des connaissances

approfondies et une vaste expérience en matière de déréglementation. Elle assurera la croissance de son portefeuille équilibré de centrales alimentées au gaz naturel et à d'autres types de combustible en aménageant ou en acquérant, en totalité ou en partie, des installations concurrentielles. TransCanada s'intéressera principalement aux centrales de base à faibles coûts ou offrant de solides possibilités contractuelles. Elle a pour objectif d'être l'un des fournisseurs de services d'électricité dont les coûts sont les plus faibles d'Amérique du Nord. Les projets mis en œuvre dans le secteur Électricité viseront à la fois à tirer parti du solide bilan de TransCanada et à contribuer à le raffermir. En 2004, la disponibilité des centrales et la fluctuation des prix de l'électricité, plus particulièrement pour Bruce Power, influenceront pour beaucoup sur le résultat de l'entreprise d'électricité.

Pour assurer la croissance de la société, il faut d'abord et avant tout disposer de la souplesse nécessaire sur le plan financier. Compte tenu de son résultat net et de ses flux de trésorerie, ainsi que de son bilan solide, TransCanada continue de jouir de la souplesse financière requise pour faire des investissements disciplinés dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz et l'électricité.

ACQUISITION DE GAS TRANSMISSION NORTHWEST

Le 24 février 2004, TransCanada a annoncé la conclusion d'une entente prévoyant l'acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) auprès de National Energy & Gas Transmission, Inc. (NEGT) en contrepartie d'environ 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 500 millions de dollars US. L'opération est assujettie aux ajustements de clôture habituels.

GTN est une société pipelinère qui exploite et possède deux réseaux de gazoducs, soit Gas Transmission Northwest, anciennement connu sous le nom de Pacific Gas Transmission, et North Baja.

Gas Transmission Northwest est un gazoduc de 2 174 kilomètres prenant son origine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique, à la frontière entre cette province et l'État de l'Idaho, et se terminant à proximité de Malin, dans l'État de l'Oregon, à la frontière entre cet État et la Californie. Le gaz naturel transporté par

ce gazoduc provient principalement d'expéditeurs canadiens et est destiné à des clients situés dans la région du nord-ouest des États-Unis, au Nevada et en Californie.

Le gazoduc North Baja, d'une longueur de 128 kilomètres, prend son point de départ près d'Ehrenberg, en Arizona, pour aboutir près d'Ogilby, en Californie, à la frontière entre cet État et la Basse-Californie, au Mexique. Le gaz naturel transporté par ce gazoduc provient principalement des sources d'approvisionnements du sud-ouest des États-Unis et est destiné aux marchés du nord de la Basse-Californie, au Mexique. La vente du gazoduc North Baja est assujettie au droit de premier refus d'une autre société.

NEGT s'est volontairement placée sous la protection du chapitre 11 du code de la faillite des États-Unis en juillet 2003. Par conséquent, la vente de GTN à TransCanada sera assujettie à l'approbation du tribunal de la faillite et comprendra un processus de vente aux enchères approuvé par le tribunal, conformément aux procédures de soumissions habituelles. Dans le cadre des enchères autorisées par le tribunal, NEGT tentera d'obtenir des soumissions supérieures à celle négociée avec TransCanada ou comportant des modalités plus favorables. L'entente conclue accorde à TransCanada

certaines protections, qui doivent recevoir l'aval du tribunal, notamment des frais de résiliation et le remboursement de ses dépenses advenant qu'une autre soumission soit retenue. TransCanada a également le droit de modifier son offre si NEGT reçoit une offre supérieure à celle prévue dans l'entente conclue avec TransCanada. L'entente prévoit que le tribunal de la faillite donnera son aval définitif dans les 75 jours suivant la signature de l'entente. Elle prévoit en outre l'approbation du plan de restructuration de NEGT par le tribunal de la faillite. Cette approbation devait avoir lieu ultérieurement à l'approbation de la vente par le tribunal, qui est aussi assujettie à un examen au titre des lois antitrust.

TransCanada financera l'acquisition de façon à maintenir sa solide situation financière et ses cotes de crédit. Pour ce faire, la société pourrait avoir recours à ses flux de trésorerie internes, faire des prélèvements sur les lignes de crédit consenties, émettre des titres de créance ou des actions aux termes de ses prospectus préalables au Canada et aux États-Unis, ou encore vendre certains actifs faisant actuellement partie de son portefeuille.

■ ■ ■ ■ TransCanada a pour stratégie de maximiser le potentiel de son entreprise de transport de gaz naturel et d'en soutenir la croissance. L'accroissement de la demande de gaz naturel au cours des années à venir laisse entrevoir que les occasions à ce titre seront nombreuses.

TRANSPORT DE GAZ

POINTS SAILLANTS

Résultat Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a diminué de 31 millions de dollars, passant de 653 millions de dollars en 2002 à 622 millions de dollars en 2003. Ce recul s'explique par la baisse de 38 millions de dollars du résultat des gazoducs détenus en propriété exclusive, en partie neutralisée par la hausse de 7 millions de dollars du résultat des autres entreprises de transport de gaz.

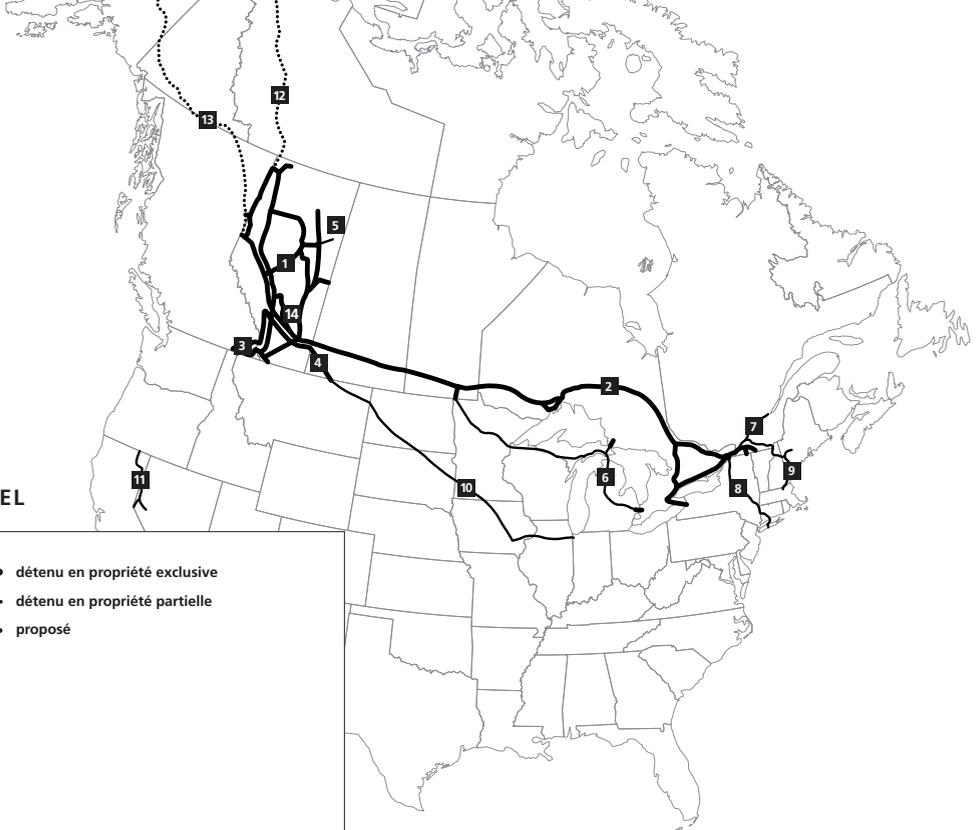
Réseau de l'Alberta En février 2003, la société a conclu avec les clients du réseau de l'Alberta un règlement de un an au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2003 (règlement de 2003). Les prévisions initiales laissaient entrevoir que le résultat de 2003 diminuerait d'environ 40 millions de dollars comparativement au chiffre de 214 millions de dollars inscrit en 2002. Les revenus incitatifs provenant principalement de la baisse des frais de financement et d'exploitation ont toutefois neutralisé en partie le recul prévu du résultat.

Réseau principal au Canada En juillet 2003, l'ONÉ a fait connaître à TransCanada sa décision au sujet de la demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada. Dans cette décision, l'ONÉ a approuvé tous les éléments fondamentaux de la demande, y compris la hausse du taux d'amortissement composé, qui est passé de 2,89 % à 3,42 %, l'adoption d'une nouvelle zone de tarification dans le sud-ouest de l'Ontario, la majoration du prix plancher pour le

service IT et le maintien du programme incitatif au sujet du gaz combustible. Le résultat de 2003 reflète les revenus incitatifs provenant des programmes approuvés, le rendement des capitaux propres d'après la formule de l'ONÉ et un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 33 %.

Réseau de Foothills En août 2003, TransCanada s'est portée acquéreur du reste des participations dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement. Cette acquisition a solidifié la position de TransCanada dans le cadre de l'éventuel projet de gazoduc de la route de l'Alaska et augmente la probabilité qu'un tel projet soit raccordé aux infrastructures existantes de TransCanada.

Autres entreprises de transport de gaz En 2003, TransCanada a accru sa participation dans Portland pour la porter de 33,3 % à 61,7 % dans le cadre de deux opérations distinctes. Cette hausse de participation, conjuguée à l'incidence du règlement tarifaire de 2003 visant Portland, s'est traduite par un résultat net supérieur pour TransCanada. La participation de TransCanada dans TransGas a également permis d'inscrire un résultat net supérieur en 2003. Le résultat net des autres entreprises de transport de gaz en 2003 a subi le contrecoup des oscillations du dollar américain, puisque la plus grande partie du résultat de cette entreprise est libellé en dollars US. Le réseau d'Iroquois Gas Transmission (Iroquois) a mis en service ses installations agrandies d'Eastchester en février 2004.



TRANSPORT DE GAZ NATUREL

- | | |
|--|---------------------------------|
| 1 Réseau de l'Alberta | — détenu en propriété exclusive |
| 2 Réseau principal au Canada | — détenu en propriété partielle |
| 3 Réseau de la Colombie-Britannique | proposé |
| 4 Réseau de Foothills | |
| 5 Ventures LP | |
| 6 Great Lakes | |
| 7 TQM | |
| 8 Iroquois | |
| 9 Portland | |
| 10 Northern Border | |
| 11 Tuscarora | |
| 12 Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (proposé par les producteurs) | |
| 13 Projet de gazoduc de la route de l'Alaska (proposé par Foothills Pipe Lines) | |
| 14 CrossAlta | |

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 22 700 kilomètres est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel d'Amérique du Nord.

Réseau principal au Canada Détenu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada au Canada s'étend sur 14 900 kilomètres depuis la frontière Alberta/Saskatchewan jusqu'à la frontière Québec/Vermont, et est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

Réseau de la Colombie-Britannique TransCanada détient en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel de 200 kilomètres allant de la frontière ouest de l'Alberta à la frontière des États-Unis, en traversant une partie de la Colombie-Britannique; 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 Foothills TransCanada détient en propriété exclusive ce réseau de 1 040 kilomètres de 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.

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 pétrolifères 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 Great Lake est raccordé 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 d'une longueur totale 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.

Aperçu des résultats – Transport

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Gazoducs détenus en propriété exclusive			
Réseau de l'Alberta	190	214	204
Réseau principal au Canada	290	307	274
Réseau de Foothills ¹⁾	20	17	20
Réseau de la Colombie-Britannique	6	6	5
	506	544	503
Autres entreprises de transport de gaz			
Great Lakes	52	66	56
Iroquois	18	18	16
TC PipeLines, LP	15	17	15
Portland ²⁾	11	2	(1)
Ventures LP	10	7	3
TQM	8	8	8
CrossAlta	6	13	8
TransGas	22	6	–
Mise en valeur des régions nordiques	(4)	(6)	(9)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(22)	(22)	(14)
	116	109	82
Résultat net	622	653	585

- 1) Le 15 août 2003, TransCanada a fait l'acquisition du reste des participations dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement. Les montants dans le tableau reflètent la quote-part de TransCanada du résultat de Foothills avant l'acquisition et une participation de 100 % par la suite.
- 2) 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 du résultat de Portland, y compris une participation de 33,3 % de juin 2001 à septembre 2003 et une participation de 21,4 % avant juin 2001.

Iroquois Le réseau d'Iroquois est raccordé 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 réseau de Portland, d'une longueur de 471 kilomètres, est raccordé à TQM près de East Hereford, au Québec, et livre du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis. Au 31 décembre 2003, TransCanada détenait une participation de 61,7 % dans Portland.

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 de Malin, en Oregon à Wadsworth, au Nevada, ainsi qu'à différents points de livraison dans le nord-est de la Californie. 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 Gas Storage & Services Ltd. (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 et une capacité de livraison maximale de 410 millions de pieds cubes par jour. TransCanada détient une participation de 60 % dans CrossAlta.

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.

En 2003, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 622 millions de dollars, comparativement à 653 millions de dollars et à 585 millions de dollars en 2002 et 2001, respectivement. La régression du bénéfice de 2002 à 2003 s'expliquait 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 2003 provenait principalement de la réduction du résultat net du réseau de l'Alberta en raison du règlement de 2003. En outre, le résultat du réseau principal au Canada a diminué de 2002 à 2003, compte tenu de la constatation, en juin 2002, de l'incidence de la décision sur le rendement équitable sur le résultat de 2001. En 2003, le résultat net supérieur provenant des autres entreprises de gaz s'explique principalement par le résultat supérieur de TransGas et de Portland. L'accroissement du résultat de 2001 à 2002 découlait surtout de la décision sur le rendement équitable, des revenus incitatifs supérieurs générés par les gazoducs détenus en propriété exclusive et du rendement amélioré du placement de TransCanada dans Great Lakes.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – REVUE FINANCIÈRE

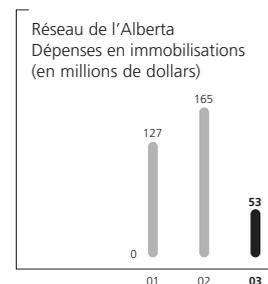
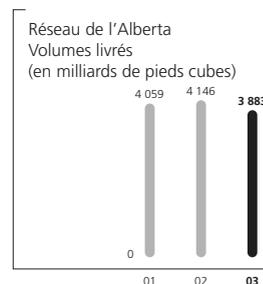
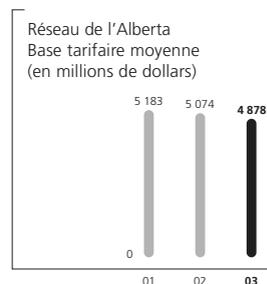
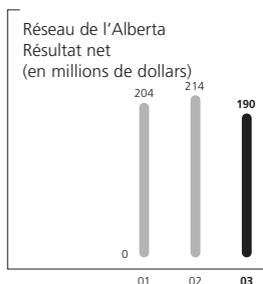
Réseau de l'Alberta Le résultat net de 190 millions de dollars inscrit en 2003 est de 24 millions de dollars et de 14 millions de dollars inférieur à celui de 2002 et de 2001, respectivement. Ce recul comparativement aux deux exercices précédents provient principalement du résultat inférieur découlant du règlement de 2003 conclu entre TransCanada et ses clients en février 2003. Le règlement de 2003 comprenait des besoins en

produits de 1,277 milliard de dollars, avant ajustements exceptionnels, comparativement à 1,347 milliard de dollars en 2002 et à 1,390 milliard de dollars en 2001. La société prévoyait initialement que le montant inférieur des besoins en produits négocié en 2003 ferait baisser le résultat de 2003 d'environ 40 millions de dollars comparativement au chiffre inscrit en 2002. Cependant, la société a réalisé des revenus incitatifs supérieurs en 2003, principalement en raison des frais de financement et d'exploitation inférieurs, qui ont annulé en partie la réduction prévue.

Pour ce qui est des volumes, le réseau de l'Alberta est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel d'Amérique du Nord; il a livré 3 883 milliards de pieds cubes de gaz naturel en 2003, comparativement à 4 146 milliards de pieds cubes en 2002 et 4 059 milliards de pieds cubes en 2001. Les volumes véhiculés par le réseau de l'Alberta en 2003 représentent environ 16 % du total de la production de gaz naturel de l'Amérique du Nord et 66 % du gaz naturel produit dans le BSOC.

Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de la CESP A 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 la CESP A.

Réseau principal au Canada Le réseau principal au Canada a dégagé un résultat net de 290 millions de dollars en 2003, soit 17 millions de dollars de moins qu'en 2002 et 16 millions de plus qu'en 2001. Le recul du résultat net de 2002 à 2003 et la hausse du résultat net de 2001 à 2002 proviennent principalement de la constatation d'un résultat supplémentaire pour 2001 et 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 est passé de 30 % à 33 % à compter 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 juin 2002. Le résultat net de 2003 tient compte également de la régression continue de la base tarifaire moyenne. Ces facteurs ont été en partie neutralisés par la hausse du taux de rendement de l’avoir des actionnaires ordinaires approuvé par l’ONÉ, qui est passé de 9,53 % en 2002 à 9,79 % en 2003. La progression du résultat de 2001 à 2003 s’explique surtout par la décision sur le rendement équitable de l’ONÉ, qui prévoyait la majoration du ratio de l’avoir réputé des actionnaires ordinaires pour le faire passer à 33 %.

Les livraisons annuelles de gaz naturel effectuées par le réseau principal au Canada ont totalisé 2 628 milliards de pieds cubes en 2003, comparativement à 2 630 milliards de pieds cubes en 2002 et à 2 450 milliards de pieds cubes en 2001. En 2003, les livraisons aux points frontaliers représentaient 51 % du total, comparativement à un pourcentage de 53 % en 2002 et 50 % en 2001.

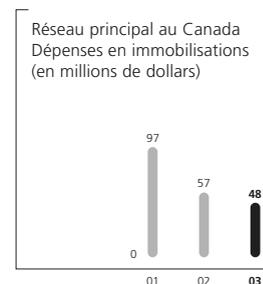
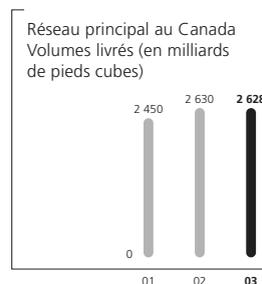
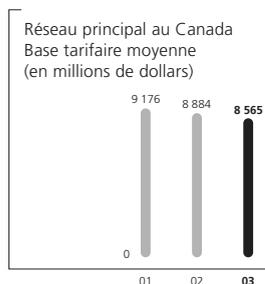
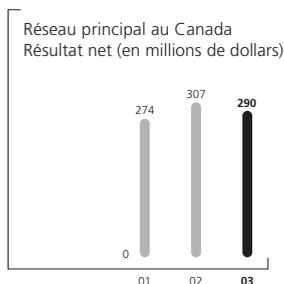
Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l’ONÉ. L’ONÉ fixe des droits qui permettent à TransCanada de recouvrer les coûts prévus pour le transport de gaz naturel et d’obtenir un rendement sur la base tarifaire moyenne de ce réseau. Les nouvelles installations doivent être approuvées par l’ONÉ avant le début des travaux de construction. Tout changement apporté à la base tarifaire, au taux de rendement de l’avoir des actionnaires ordinaires, 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.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – FAITS NOUVEAUX

Réglementation En 2003, TransCanada a consacré beaucoup d’efforts pour faire évoluer son modèle d’entreprise réglementée. Cette évolution comprend les changements proposés à l’entreprise de gazoducs réglementés de TransCanada de façon à permettre à la société d’obtenir un rendement concurrentiel et de mieux faire face à la concurrence future pour la demande et les approvisionnements gaziers, tout en procurant des avantages à ses clients. Ce modèle d’entreprise réglementée a pour objet de faire évoluer les prix et les services proposés par TransCanada pour les quatre gazoducs qu’elle détient en propriété exclusive.

En 2003, les activités de TransCanada ont englobé l’appel de la décision de l’ONÉ sur la demande d’examen et de modification du rendement équitable, l’audience de la CESP A au sujet des coûts en capital généraux, la préparation de la demande de droits et tarifs de 2004 pour le réseau principal au Canada, la demande tarifaire générale de 2004 pour le réseau de l’Alberta, la demande tarifaire de 2003 pour le réseau de l’Alberta approuvée par la CESP A et la poursuite des discussions avec les parties prenantes au sein de l’industrie.

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 reconnaît pas les risques commerciaux à long terme inhérents au réseau principal au Canada. La société a ultimement interjeté appel auprès de la Cour d’appel fédérale par suite de la décision de l’ONÉ de ne pas procéder à l’examen et à la modification de la demande sur le



rendement équitable. 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. L'appel a été entendu en février 2004, et TransCanada attend la décision.

L'audience de l'ONÉ sur la demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal du Canada a débuté en février 2003. En juillet 2003, dans sa décision au sujet de la demande, l'ONÉ a approuvé tous les éléments fondamentaux de la demande, y compris la hausse du taux d'amortissement composé, qui est passé de 2,89 % à 3,42 %, l'adoption d'une nouvelle zone de tarification dans le sud-ouest de l'Ontario, la majoration du prix plancher pour le service IT et le maintien du programme incitatif au sujet du gaz combustible. Les droits de 2003 résultant de cette décision sont provisoires jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale rende sa décision sur l'appel interjeté par TransCanada au sujet de la décision de l'ONÉ quant à la demande d'examen et de modification.

En juillet 2003, TransCanada et d'autres sociétés de services publics ont déposé une preuve dans le cadre de l'audience sur les coûts en capital généraux de la CESP. Dans sa demande au sujet des coûts en capital généraux, TransCanada a sollicité l'approbation d'un rendement de 11 % pour le réseau de l'Alberta en 2004, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. La CESP prévoit adopter, au terme de l'audience, une stratégie normalisée permettant de déterminer le taux de rendement et la structure du capital pour tous les services publics relevant de sa compétence. La plaidoirie de vive voix dans le cadre de l'audience s'est terminée le 16 janvier 2004. Les observations écrites et les arguments de réponse suivront; la décision de la CESP est attendue au troisième trimestre de 2004.

En septembre 2003, TransCanada a déposé auprès de la CESP les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale de 2004, qui renferment les preuves à l'appui de ses besoins en matière de base tarifaire et de produits. Dans sa demande tarifaire, la société demande que le taux d'amortissement composé actuel de 4,00 % soit porté à 4,13 %. Les documents requis pour la deuxième phase de la demande, qui vise principalement les modalités des droits et les services, ont été déposés en novembre 2003. Les audiences de la CESP au sujet

des première et deuxième phases de la demande tarifaire générale de 2004 devraient débuter, à Calgary, les 1^{er} avril et 1^{er} juin 2004, respectivement.

La demande de droits et tarifs de 2004 pour le réseau principal au Canada a été déposée auprès de l'ONÉ le 26 janvier 2004. Dans cette demande, TransCanada sollicite un programme incitatif au sujet du gaz combustible, la création d'un nouveau service de transport garanti non renouvelable (FT), des modifications au service FT à court terme offert actuellement et le recouvrement du coût du service, y compris un rendement de 11 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %.

Excellence opérationnelle TransCanada a maintenu son engagement au titre de l'excellence opérationnelle en 2003. 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 2003, la rationalisation des travaux d'entretien et des services de livraison ont permis à TransCanada de dépasser ses objectifs de rendement en réduisant ses frais d'exploitation et d'entretien. La société a atteint ses objectifs à long terme de gestion des gaz à effet de serre. Par ailleurs, le rendement d'exploitation des installations de TransCanada s'est révélé exceptionnel, tel qu'en atteste le nombre de jours d'exploitation parfaits pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada. En 2003 également, TransCanada a mis en exploitation de nouveaux systèmes de consolidation et de gestion plus efficace des opérations clients, ce qui lui a permis d'accroître la satisfaction de sa clientèle. Les commentaires des clients indiquent que ces améliorations ont été très bien reçues.

En 2004, la réduction des coûts, la fiabilité opérationnelle et le rendement en matière d'environnement et de sécurité mériteront de nouveau l'attention de TransCanada. La société a établi les budgets d'exploitation et d'entretien de 2004 en tenant compte des gains de production prévus. Par ailleurs, la société a haussé ses objectifs de fiabilité opérationnelle et elle continuera d'accorder une grande importance à ses programmes de gestion des gaz à effet de serre. Des efforts supplémentaires seront déployés en 2004 pour améliorer la fiche de sécurité des entrepreneurs.

Approvisionnement En 2003, TransCanada a continué de raccorder de nouveaux approvisionnements gaziers du BSOC, en Alberta et en Colombie-Britannique. Les livraisons vers l'Alberta de la production supplémentaire de la région de Sierra en Colombie-Britannique devraient commencer au début de 2004.

La mise en liaison opportune de ces volumes a permis aux clients de TransCanada 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 TransCanada continue de cibler les occasions de croissance sur les marchés gaziers existants et les marchés naissants. En 2003, TransCanada a pris des mesures en vue d'élargir son réseau de gazoducs dans l'Ouest canadien par l'expansion du réseau de l'Alberta et en se portant acquéreur du réseau de gazoducs de Simmons. Cette opération, qui n'a pas encore été ratifiée, a été conclue par le truchement d'un contrat de service de transport à long terme avec TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP). Les approbations réglementaires pour ces ententes devaient être reçues en 2004, et TransCanada pourra alors augmenter sa capacité de livraison dans la région en plein essor de Fort McMurray, en Alberta, qui passera à environ 700 millions de pieds cubes par jour.

TransCanada prend également des mesures pour accroître les livraisons en réaction à la croissance des marchés tant au Canada qu'aux États-Unis. Bien que les clients aient repositionné les ententes contractuelles prévoyant des services de transport à grande distance depuis l'Alberta en faveur de contrats de transport en zone courte prenant origine à des plaques tournantes locales, les marchés sous-jacents continuent de se développer.

Acquisition de Foothills En août 2003, TransCanada a fait l'acquisition des participations dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement au prix de 259 millions de dollars, montant qui comprend la prise en charge de la dette de 154 millions de Foothills. À la suite de cette opération, TransCanada détient désormais 100 % de Foothills. Cette dernière et ses filiales possèdent les certificats de construction du tronçon canadien dans le cadre du projet de gazoduc de la route de l'Alaska, qui permettrait d'acheminer le gaz naturel de Prudhoe Bay depuis l'Alaska jusqu'aux marchés canadiens et

américains. Le tronçon existant du gazoduc de Foothills est en exploitation depuis plus de 20 ans et permet d'acheminer le gaz albertain jusqu'aux marchés américains d'ici à ce que les réserves de l'Alaska soient raccordées. Les filiales de Foothills et de TransCanada détiennent également des certificats de construction pour le tronçon de l'Alaska dans le cadre du projet.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – 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 la concurrence, l'entreprise de gazoducs détenus en propriété exclusive 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.

En 2004, l'entreprise de gazoducs détenus en propriété exclusive 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 résoudre les questions de juridiction, de faire approuver les modifications au modèle d'entreprise réglementée et de relever les enjeux posés par le rendement équitable.

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 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, les parties prenantes manifesteront un appui de plus en plus grand pour les propositions d'accès aux réserves gazières des régions nordiques, soit le delta du Mackenzie et le versant nord de l'Alaska. TransCanada cherchera à relier ces approvisionnements au réseau de l'Alberta.

Le résultat des gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada est principalement déterminé en fonction de la base tarifaire moyenne, du rendement de l'avois des actionnaires ordinaires, de l'avois réputé

des actionnaires ordinaires et des revenus incitatifs pouvant être générés. À court et moyen terme, la société prévoit une croissance modeste des actifs parvenus à maturité et la 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 abondants provenant des actifs parvenus à maturité pourront être réinvestis dans des projets procurant des rendements supérieurs. En vertu du 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 FT n'influent pas sur le résultat des gazoducs détenus en propriété exclusive.

Résultat En 2004, le résultat net des gazoducs détenus en propriété exclusive dépendra beaucoup de l'issue de l'appel interjeté à la suite de la décision de l'ONÉ sur la demande d'examen et de modification du rendement équitable, de l'audience de la CESP sur les coûts en capital généraux, de la demande de droits et tarifs de 2004 pour le réseau principal au Canada et de la demande tarifaire générale de 2004 pour le réseau de l'Alberta. Si des décisions favorables ne sont pas rendues au sujet de ces demandes, la société s'attend à un recul du résultat de 2003 à 2004, principalement en raison de l'effet cumulé de la baisse du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires en 2004 (9,79 % pour le réseau principal au Canada en 2003 contre 9,56 % en 2004 selon la formule de l'ONÉ) et des bases tarifaires moyennes inférieures. Même si le résultat de 2004 risque d'être inférieur à celui de 2003, les flux de trésorerie générés par les gazoducs détenus en propriété exclusive demeureront élevés.

Dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations affectées au réseau de l'Alberta, au réseau principal au Canada et au réseau de la Colombie-Britannique ont totalisé environ 100 millions de dollars en 2003. En 2004, les dépenses en immobilisations, y compris celles allouées au réseau de Foothills, devraient presque doubler comparativement à 2003, puisque les dépenses requises pour accroître la capacité du réseau de l'Alberta seront supérieures.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – 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. La construction du gazoduc Alliance, qui s'étend du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à la région de Chicago, et l'expiration de contrats de transport ont entraîné d'importantes réductions de capacité garantie sous contrat pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada. Ce dernier absorbe l'essentiel des fluctuations de volume dans le BSOC.

Selon les données de décembre 2002, les réserves gazières découvertes du BSOC sont évaluées à 57 billions de pieds cubes, et le ratio des réserves à la production, au rythme de production actuel, est d'environ neuf ans. Les réserves supplémentaires qui sont découvertes régulièrement contribuent 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, on prévoit que les approvisionnements du BSOC afficheront une croissance presque nulle par rapport aux niveaux actuels.

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 doit rivaliser principalement avec le gazoduc Alliance. 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. TransCanada continue d'affronter des services de transport concurrents sur les marchés de l'est du

Canada et aux points d'exportation vers les 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 de marché 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 et des États-Unis.

Pour le réseau principal au Canada, on a constaté, quant aux livraisons prenant origine à la frontière de l'Alberta et en Saskatchewan, des réductions des contrats de service FT à longue distance d'environ 2,5 milliards de pieds cubes par jour, ou près de 36 % de la capacité du réseau depuis la période contractuelle de 1998-1999. 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. La société ne prévoit pas que l'utilisation du réseau principal au Canada augmentera à court ou à moyen terme, puisque les approvisionnements supplémentaires du BSOC devraient être absorbés par la demande accrue dans l'Ouest canadien et par les volumes supplémentaires transportés par d'autres réseaux de gazoducs.

En 2004, TransCanada maintiendra sa collaboration avec les parties prenantes afin de faire progresser divers aspects de son modèle d'entreprise réglementée pour le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada, le réseau de Foothills et le réseau de la Colombie-Britannique.

Risque financier Les incidences à long terme d'un rendement financier qui défavorise des investissements supplémentaires dans les réseaux de gazoducs en exploitation au Canada demeurent une source d'inquiétude pour la société. TransCanada a demandé, pour 2004, un rendement de 11 % sur un ratio présumé de l'avoir des actionnaires ordinaires de 40 % dans sa demande de droits et tarifs pour le réseau principal au

Canada présentée à l'ONÉ ainsi que dans sa demande sur les coûts en capital généraux pour le réseau de l'Alberta soumise à la CESP. Le verdict de la Cour d'appel fédérale sur l'appel interjeté à la suite de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande d'examen et de modification ainsi que l'issue de l'audience sur les coûts en capital généraux pourraient avoir de grandes répercussions sur le rendement financier des gazoducs canadiens de TransCanada et les investissements futurs dans ces derniers.

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.

Sécurité En 2003, TransCanada a collaboré étroitement avec les organismes de réglementation, les clients et les communautés pour assurer la sécurité de ses employés et du grand public en tout temps. Durant l'exercice, deux fuites se sont produites dans une région relativement éloignée de l'Alberta. Elles ont donné lieu à une réduction des livraisons de gaz naturel à court terme, mais ces incidents n'ont pas occasionné de blessures ni de dommages aux biens publics. Selon les modèles réglementaires en vigueur, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs n'influent pas négativement sur le résultat. La société prévoit engager environ 76 millions de dollars au titre de l'intégrité des gazoducs en 2004, comparativement à 73 millions de dollars en 2003. 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 2003, TransCanada a 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 principal au Canada ont fait l'objet d'une évaluation en vertu du programme d'évaluation, de restauration et de surveillance des emplacements de la société. En 2003, la société a investi environ 5 millions de dollars pour améliorer les mesures de protection de l'environnement à certaines installations de TransCanada. Ce programme permet d'évaluer activement et de rectifier les problèmes environnementaux, et il sera maintenu en vigueur dans l'avenir. De plus, la désaffectation de six postes de compression de type « A » le long du réseau principal au Canada et de quatre emplacements en Alberta durant 2003 a effectivement permis de remettre en état chacun des emplacements. La rubrique « Gestion des risques », en page 52 du présent rapport annuel, présente des renseignements supplémentaires sur la gestion des risques liés à l'entreprise de transport de gaz.

AUTRES ENTREPRISES DE TRANSPORT DE GAZ – REVUE FINANCIÈRE

Le groupe des autres entreprises de transport de gaz de TransCanada est constitué de participations directes et indirectes de TransCanada dans différents gazoducs et entreprises de transport de gaz connexes. Il comprend en outre les activités liées à la recherche, par TransCanada, de nouveaux projets de construction de gazoducs et d'occasions apparentées au transport de gaz à l'échelle de l'Amérique du Nord, y compris les régions nordiques et le GNL.

Le résultat net des autres entreprises de transport de gaz de TransCanada s'est chiffré à 116 millions de dollars en 2003, comparativement à 109 millions de dollars et 82 millions de dollars en 2002 et 2001, respectivement. Le résultat net a augmenté de 7 millions de dollars de 2002 à 2003, ce qui s'explique par le résultat supérieur de TransGas en raison de la constatation d'un ajustement au titre d'économies d'impôts futurs de 11 millions de dollars et des droits contractuels supérieurs en 2003. De plus, le résultat de Portland a été supérieur à celui de 2002 en raison de l'incidence du règlement tarifaire conclu au début de 2003 et de l'accroissement de la participation de TransCanada durant l'exercice écoulé. Le résultat de Ventures LP s'est lui aussi accru compte tenu de la

hausse des volumes de transport sous contrat. Ces augmentations ont été en partie neutralisées par le fléchissement marqué du dollar américain, l'accroissement des coûts d'élaboration de projets et le recul du résultat de CrossAlta compte tenu de l'amincissement des marges sur les services de stockage, en raison des conditions défavorables du marché. En outre, 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 au sujet de la taxe d'utilisation payée au Minnesota au cours d'exercices antérieurs.

Le résultat net des autres entreprises de transport de gaz en 2002, soit 109 millions de dollars, était de 27 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit en 2001. Cette hausse s'explique par la part de 7 millions de dollars revenant à TransCanada à la suite d'une décision en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation payée au Minnesota au cours d'exercices antérieurs, par les participations supplémentaires acquises dans Iroquois et Portland vers le milieu de 2001, par les marges supérieures sur les services de transport et par les oscillations favorables des taux de change. Le résultat de CrossAlta a lui aussi progressé compte tenu des marges élevées sur les services de stockage, de la capacité de stockage accrue et des charges d'exploitation réduites. En outre, les charges engagées pour la mise en valeur des régions nordiques ont diminué en 2002, tandis que le résultat de Ventures LP a progressé.

AUTRES ENTREPRISES DE TRANSPORT DE GAZ – FAITS NOUVEAUX

En 2003, TransCanada a accru sa participation dans Portland, assuré sa participation au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et réalisé des évaluations préliminaires d'installations de GNL dans le nord-est des États-Unis et dans l'est du Canada en vue d'éventuels projets.

TC PipeLines, LP TransCanada possède une participation de 33,4 % dans TC PipeLines, LP, qui détient à son tour une participation de 30 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border) et une participation de 49 % dans Tuscarora Gas Transportation Company (Tuscarora). En juillet 2003, TC PipeLines, LP a haussé sa distribution trimestrielle pour la faire passer de

0,525 \$ US par part à 0,55 \$ US par part. Il s'agit de la quatrième majoration de la distribution trimestrielle en espèces depuis que la société est entrée en exploitation en mai 1999.

En décembre 2003, la direction de Tuscarora a approuvé un projet d'expansion qui lui permettra d'augmenter la capacité de son réseau d'environ 57 millions de pieds cubes par jour. Le coût en capital total est évalué à environ 16,6 millions de dollars US, et le projet devrait entrer en service en novembre 2005.

Iroquois En 2003, le projet de prolongement du réseau d'Eastchester a subi plusieurs retards attribuables à des problèmes de construction. Iroquois avait toutefois résolu la plupart de ces problèmes à la fin de 2003, et les nouvelles installations ont été mises en service en février 2004. Il s'agit du premier grand gazoduc construit pour desservir la ville de New York depuis environ 40 ans.

En octobre 2003, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a approuvé la demande de règlement tarifaire pour le réseau principal d'Iroquois, qui avait été déposée en août 2003. Ce règlement est en vigueur du 1^{er} janvier 2004 jusqu'en décembre 2007. Durant cette période, Iroquois réduira ses tarifs d'environ 13 %. Le règlement ne prescrit pas de tarifs, modalités ni conditions relativement au prolongement d'Eastchester, ces questions étant abordées dans le cadre d'une demande tarifaire distincte qui a été déposée auprès de la FERC en janvier 2004. La FERC a rendu une ordonnance prévoyant l'acceptation de la demande d'Iroquois en date du 1^{er} juillet 2004, sous réserve d'un remboursement et d'autres conditions, et présentant le processus d'audience.

Portland En septembre 2003, la société a acheté une participation supplémentaire de 10,1 % dans Portland au prix d'environ 47 millions de dollars US, y compris la dette de près de 28 millions de dollars US prise en charge. En décembre 2003, la société s'est portée acquéreur d'une autre participation de 18,3 % au prix d'environ 82 millions de dollars US, y compris la dette d'approximativement 50 millions de dollars US prise en charge, ce qui porte sa participation totale dans Portland à 61,7 %. Après l'acquisition, les comptes de Portland ont été entièrement 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.

Portland et les représentants de ses clients ont conclu un accord au sujet des nouveaux droits, que la FERC a approuvé intégralement en janvier 2003. Cet accord est en vigueur du 1^{er} avril 2002 au 1^{er} avril 2008. Les taux d'amortissement inférieurs et les tarifs révisés prévus par l'accord ont influé favorablement sur le résultat de Portland en 2003.

TQM En janvier 2003, TransCanada a pris en charge l'exécution de la majorité des activités opérationnelles et administratives de TQM, ce qui permet à TQM de bénéficier des meilleures pratiques employées par l'industrie, au moindre coût possible. À la suite de cette restructuration, TQM a réalisé des économies qui seront partagées entre les clients et les propriétaires, conformément à l'accord de mesures incitatives.

Mise en valeur des régions nordiques En 2003, 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 a collaboré avec les principales parties prenantes en vue de participer à tout projet de gazoduc éventuel.

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 permettront à l'APG de participer à part entière au 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 alors raccordé au réseau de l'Alberta. TransCanada a convenu de financer l'APG pour un tiers des coûts de la phase de définition du projet, soit un montant estimatif d'environ 90 millions de dollars sur trois ans. Le prêt serait remboursé à même la quote-part des revenus pipeliniers futurs revenant à l'APG. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, TransCanada a fourni 34 millions de dollars aux termes de ce prêt. 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 2003, TransCanada a continué de collaborer avec les parties prenantes du gazoduc de la route de l'Alaska en vue de faire évoluer ce projet. La question des frais spéciaux imputés par Foothills a été réglée avec les utilisateurs du réseau de Foothills et l'Association canadienne des producteurs pétroliers et a reçu par la suite l'approbation de l'ONÉ, en mars 2003. Ce règlement relève Foothills de l'obligation de rembourser, lorsque le réseau de Foothills commencera à véhiculer le gaz de l'Alaska, tous les montants prélevés au titre des frais spéciaux imputés antérieurement et postérieurement. En octobre 2003, le gouvernement du Canada a réitéré sa préférence pour l'utilisation des infrastructures prévues dans la *Loi sur le pipe-line du Nord*, en vertu de laquelle ont été conférés à Foothills les certificats de transport du gaz de l'Alaska à l'échelle du Canada. En janvier 2004, Foothills et la Première nation Kaska ont signé un accord de principe qui prévoit la structure d'un accord de participation futur. L'accord de principe marque l'achèvement de la deuxième phase des négociations devant mener à un accord de participation au projet de gazoduc de la route de l'Alaska.

Gaz naturel liquéfié En septembre 2003, TransCanada et ConocoPhillips ont annoncé la création de la société Fairwinds pour évaluer conjointement un emplacement situé à Harpswell, dans l'État du Maine, en vue d'y aménager une installation de regazéification du GNL. Les résidents de la ville de Harpswell devraient voter sur la location d'un emplacement détenu par la ville pour y aménager l'installation. Si la location de l'emplacement est approuvée et si les approbations réglementaires requises sont obtenues par la suite, la construction de l'installation de GNL pourrait débuter en 2006, et l'installation pourrait devenir entièrement opérationnelle en 2009. Le gaz naturel en provenance de l'installation de GNL serait acheminé par gazoducs à destination des marchés du nord-est des États-Unis.

AUTRES ENTREPRISES DE TRANSPORT DE GAZ – STRATÉGIES ET PERSPECTIVES

TransCanada continue de s'intéresser activement aux occasions d'aménagement et d'acquisition de gazoducs et d'installations de transport de gaz apparentées en Amérique du Nord, lorsque ces occasions découlent d'une forte demande des clients et de facteurs économiques favorables. Forte de sa situation financière avantageuse, TransCanada est bien placée pour tirer parti des occasions d'acquisition et d'aménagement qui se présenteront dans l'avenir. La société continuera d'évaluer les options selon une démarche disciplinée pour maintenir son avantage financier.

Les événements géopolitiques auront des répercussions sur l'ampleur du développement des approvisionnements gaziers actuels et futurs à l'échelle du globe. 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 ne puisse aller de l'avant, mais TransCanada possède des avantages concurrentiels, 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.

Abstraction faite de l'incidence de la constatation des économies d'impôts futurs de 11 millions de dollars de TransGas en 2003, les perspectives des autres entreprises de transport de gaz en 2004, pour ce qui est du résultat net, devraient être comparables à celles de 2003. Le résultat net sera soumis à l'incidence de facteurs tels que le rendement du dollar canadien en regard de la devise américaine et l'ampleur des coûts d'élaboration de projet.

AUTRES ENTREPRISES DE TRANSPORT DE GAZ – RISQUES D'ENTREPRISE

Conversion des devises Un montant important du résultat du secteur Autres entreprises de transport de gaz est généré par des sociétés de gazoducs affiliées des États-Unis. La performance du dollar canadien comparativement au dollar américain influencerait positivement ou négativement sur les résultats de ce secteur.

Risque lié au débit Les contrats à demande à long terme qui sont en place avec les clients des gazoducs d'Iroquois, de Portland et de Tuscarora sont pratiquement à l'abri des variations de débit. À l'expiration des contrats de Great Lakes et Northern Border, ces entités seront davantage exposées au risque lié au débit, et leurs produits d'exploitation fluctueront probablement

d'avantage. 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.

Assurance, avantages sociaux et taux d'intérêt Les frais d'assurance continuent d'augmenter en raison du risque accru d'actes terroristes et de sabotage ces dernières années. Les coûts des avantages sociaux, plus particulièrement aux États-Unis, s'accroissent sans cesse. Parallèlement, les taux d'intérêt demeurent près de leur plus bas niveau historique. Si les frais d'assurance et le coût des avantages sociaux poursuivent leur progression et si l'économie se rétablit, ce qui entraînerait une hausse des taux d'intérêt, il pourrait en résulter des incidences négatives sur le résultat des autres entreprises de transport de gaz.

Réglementation Les gazoducs que la société détient partiellement aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC, alors que les gazoducs détenus partiellement au Canada sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ. Ces organismes de réglementation jouent un rôle important pour ce qui est de l'approbation du taux de rendement des capitaux propres, de la structure du capital, des droits et des projets d'expansion.

Volumes livrés de gaz naturel

(en milliards de pieds cubes)

	2003	2002	2001
Réseau de l'Alberta ¹⁾	3 883	4 146	4 059
Réseau principal au Canada ²⁾	2 628	2 630	2 450
Réseau de Foothills	1 110	1 098	1 117
Réseau de la Colombie-Britannique	325	371	395
Great Lakes	856	863	804
Northern Border	850	839	821
Iroquois	341	340	314
Portland	53	52	44
Tuscarora	22	20	23
TQM	164	175	161
Ventures LP	111	85	60
TransGas	16	16	14

1) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 892 milliards de pieds cubes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (4 101 milliards de pieds cubes en 2002; 4 170 milliards de pieds cubes en 2001).

2) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 2 055 milliards de pieds cubes (2 221 milliards de pieds cubes en 2002; 2 098 milliards de pieds cubes en 2001).



TransCanada a pour stratégie d'assurer la croissance et de maximiser le rendement de son entreprise d'électricité grâce à l'aménagement et à l'acquisition de centrales de base à faibles coûts ou de centrales offrant de solides possibilités contractuelles. TransCanada continuera d'axer ses activités sur les marchés où elle détient un avantage concurrentiel.

ÉLECTRICITÉ

POINTS SAILLANTS

Résultat La contribution de l'entreprise d'électricité au bénéfice de TransCanada en 2003 a été substantielle, et le résultat net de ce secteur a augmenté de 51 % comparativement à 2002. Cet accroissement s'explique en partie par l'acquisition de Bruce Power et par la hausse du résultat des établissements de l'Ouest.

Bruce Power TransCanada a réalisé l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, l'exploitant et le locataire de la centrale nucléaire de Bruce en Ontario. Cette acquisition a permis à TransCanada d'augmenter indirectement sa capacité de production nominale de 1 000 MW en février 2003. La remise en service du quatrième réacteur de Bruce A au quatrième trimestre de 2003 et du troisième réacteur de Bruce Power A au premier trimestre de 2004 a rehaussé jusqu'à 1 474 MW la part de 31,6 % revenant à TransCanada de la capacité de production nominale de Bruce Power.

Expansion du patrimoine TransCanada a annoncé, en juin 2003, un projet d'aménagement, à Bécancour, au Québec, d'une centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel. Ce projet, dont le coût est évalué à environ 550 millions de dollars, y compris

l'intérêt capitalisé, devrait être mis en service vers la fin de 2006. En octobre 2003, TransCanada et Grandview Cogeneration Corporation, société affiliée à Irving Oil Limited (Irving), ont annoncé qu'elles avaient conclu un accord prévoyant la construction d'une centrale électrique de cogénération alimentée au gaz naturel. Cette centrale d'une puissance de 90 MW sera aménagée à Saint John, au Nouveau-Brunswick, au coût estimatif total d'environ 90 millions de dollars, et devrait être mise en service avant la fin de 2004. La société a mis la centrale de Bear Creek, en Alberta, en service durant le premier trimestre de 2003, et la mise en service commerciale de la centrale de MacKay River devrait avoir lieu au premier trimestre de 2004.

Excellence opérationnelle La disponibilité moyenne des centrales a été de 94 % en 2003, alors qu'elle avait été de 96 % en 2002. Ce léger recul découle des travaux d'entretien préventif qui ont eu lieu à certaines centrales faisant partie des établissements de l'Ouest. Si l'on tient compte de Bruce Power, la disponibilité moyenne des centrales a diminué pour s'établir à 90 % en 2003, et ce, en raison des travaux d'entretien préventif pour deux réacteurs de Bruce B.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

1	Bear Creek	S.E.C. TransCanada Électricité (35,6 %)
2	MacKay River	
3	Redwater	14 Williams Lake
4	CAE de Sundance A	15 Nipigon
5	CAE de Sundance B (50 %)	16 Calstock
6	Carseland	17 Kapuskasing
7	Cancarb	18 Tunis
8	ManChief	19 North Bay
9	Bruce Power (31,6 %)	20 Castleton
10	Curtis Palmer	
11	Ocean State	
12	Bécancour (permis en cours d'approbation)	
13	Grandview (en construction)	



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 MacKay River, près de Fort McMurray, en Alberta, a été achevée durant le quatrième trimestre de 2003.

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. Par le biais de ventes aux enchères de CAE en Alberta tenues en août 2000, TransCanada a fait l'acquisition de 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, à compter de janvier 2001. Dans le cadre d'une coentreprise, TransCanada a fait l'acquisition en décembre 2001 de 50 % de la CAE de

706 MW Sundance B. 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 à compter de janvier 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.

ManChief En novembre 2002, TransCanada s'est portée acquéreur de la centrale à simple cycle de 300 MW de ManChief située près de Brush, au Colorado. La capacité totale de cette centrale alimentée au gaz naturel est vendue en vertu de contrats d'achat ferme qui expirent en 2012.

Aperçu des résultats – Électricité

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Établissements de l'Ouest	160	131	149
Établissements de l'Est	127	149	159
Participation dans Bruce Power	99	–	–
Participation dans S.E.C. Électricité	35	36	39
Frais généraux, administratifs et de soutien	(86)	(73)	(49)
Bénéfice d'exploitation et autres	335	243	298
Charges financières	(12)	(13)	(24)
Impôts sur les bénéfices	(103)	(84)	(106)
Résultat net	220	146	168

Bruce Power En février 2003, TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, exploitant et locataire de la centrale nucléaire de Bruce, située près du lac Huron, en Ontario. Cet investissement a indirectement fait augmenter la capacité de production nominale de TransCanada de 1 000 MW, et une capacité supplémentaire de 474 MW a été ajoutée après la remise en exploitation de certains réacteurs vers la fin de 2003 et au début de 2004.

Curtis Palmer L'installation de 60 MW de Curtis Palmer, près de Corinth, dans l'État de New York, est la seule centrale hydroélectrique de la société. Toute sa production est vendue en vertu d'un contrat à prix fixe à long terme.

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

Bécancour La centrale de Bécancour, pour laquelle les permis sont actuellement en cours d'approbation, sera située près de Trois-Rivières, au Québec. 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 Distribution, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. La centrale fournira également de la vapeur à certaines entreprises situées à proximité.

Grandview La centrale de Grandview actuellement en construction est située à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Cette centrale de cogénération alimentée au gaz naturel aura une puissance de 90 MW et devrait être mise en service vers la fin de 2004. En vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, la totalité de la chaleur résiduelle et de l'électricité produites par la centrale sera vendue à Irving.

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.

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

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 attendus. Elles sont détenues 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.

Capacité de production nominale et type de combustible des centrales électriques

	MW	Type de combustible
Établissements de l'Ouest		
Sundance A ¹⁾	560	Charbon
Sundance B ¹⁾	353	Charbon
ManChief	300	Gaz naturel
MacKay River	165	Gaz naturel
Carseland	80	Gaz naturel
Bear Creek	80	Gaz naturel
Redwater	40	Gaz naturel
Cancarb	27	Gaz naturel
	1 605	
Établissements de l'Est		
Ocean State	560	Gaz naturel
Curtis Palmer	60	Énergie hydroélectrique
Bécancour ²⁾	550	Gaz naturel
Grandview ³⁾	90	Gaz naturel
	1 260	
Participation dans Bruce Power ⁴⁾		
Bruce B ⁵⁾	1 000	Énergie nucléaire
Bruce A ⁶⁾	474	Énergie nucléaire
	1 474	
Participation dans S.E.C. Électricité ⁷⁾		
Williams Lake	66	Déchets de bois
Castleton	64	Gaz naturel
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	Gaz naturel/chaleur résiduelle
	328	
	4 667	

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 100 % de la production de Sundance A et 50 % de la production de Sundance B, respectivement.

2) Permis actuellement en cours d'approbation.

3) En construction.

4) Représente la participation de 31,6 % de TransCanada dans Bruce Power.

5) Bruce B consiste en quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la capacité est d'environ 3 160 MW. La capacité de production, soit environ 1 000 MW, comprend 2 MW provenant de la participation indirecte de 17 % que détient TransCanada dans Huron Wind L.P., qui possède un parc d'éoliennes de 9 MW.

6) 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 demeurent hors service.

7) Au 31 décembre 2003, TransCanada assurait l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité et y détenait une participation de 35,6 %. Les volumes présentés dans le tableau représentent 100 % de la capacité des centrales.

En 2003, l'entreprise d'électricité de TransCanada 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 résultats plus favorables des établissements de l'Ouest. Le recul des résultats des établissements de l'Est ainsi que l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien ont en partie annulé l'augmentation.

La hausse des frais généraux, administratifs et de soutien en 2003 comparativement aux deux exercices précédents laisse transparaître les frais de soutien supérieurs liés aux efforts de la société en vue d'assurer la croissance de l'entreprise d'électricité.

De 2001 à 2002, le résultat net de l'entreprise d'électricité a baissé de 22 millions de dollars pour se chiffrer à 146 millions de dollars. Ce recul s'explique principalement par le fait qu'en 2001, TransCanada avait profité de débouchés qui n'existaient pas en 2002 pour les établissements de l'Ouest et de l'Est.

ÉLECTRICITÉ – FAITS NOUVEAUX

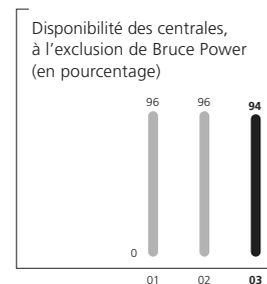
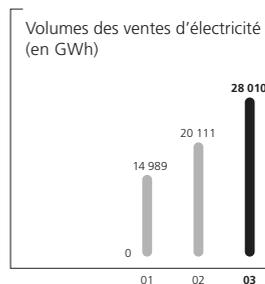
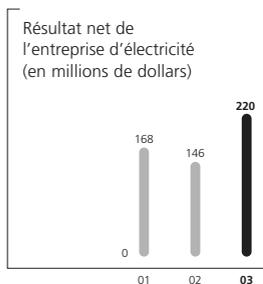
L'entreprise d'électricité de TransCanada a de nouveau affiché un solide rendement en 2003. La croissance soutenue de ce secteur est illustrée par plusieurs faits nouveaux survenus au cours de l'exercice : acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power en février 2003, mise en service de la centrale de Bear Creek et achèvement de la construction de la centrale de MacKay River à la fin de 2003. TransCanada a par ailleurs rehaussé sa présence dans l'est du Canada avec l'annonce d'un projet d'aménagement de deux centrales électriques, soit à Bécancour, au Québec et à Grandview, au Nouveau-Brunswick.

Pour compléter son portefeuille d'actifs de production d'électricité, TransCanada continue de miser sur son avantage concurrentiel pour cerner les occasions d'acquisitions de premier ordre, d'aménagement de nouvelles installations et d'expansion de ses entreprises en exploitation. La société est généralement en mesure d'élargir son portefeuille de centrales électriques tout en atténuant les risques excessifs pour ce qui est des prix. À cette fin, elle conclut des contrats à long terme de vente d'électricité et de vapeur à des clients industriels adjacents à ses installations. De tels contrats visent seulement une partie de la production d'une centrale, et lui permettent de conserver une certaine capacité d'électricité qu'elle peut vendre à d'autres clients.

ÉTABLISSEMENTS DE L'OUEST

Les activités des établissements de l'Ouest sont axées sur l'optimisation et l'accroissement du patrimoine et sur la maximisation de la valeur des actifs grâce à un amalgame de contrats de vente de courte et de longue durée ainsi qu'à la production et aux approvisionnements à peu de frais.

Les établissements de l'Ouest comportent deux principaux volets : la commercialisation dans l'Ouest et l'exploitation des centrales. La commercialisation dans l'Ouest englobe les activités de commercialisation de l'électricité depuis le bureau de Calgary, y compris la commercialisation de l'électricité produite par les centrales albertaines et non visée par des engagements ainsi que l'achat et la revente de l'électricité aux termes des CAE de Sundance. Les établissements de l'Ouest font également le commerce de l'électricité dans l'Ouest canadien et à l'échelle des États-Unis, de l'État de Washington à celui du Wisconsin. L'exploitation des centrales comprend les contributions des centrales



électriques en Alberta et de la centrale électrique de ManChief, au Colorado, ainsi que les honoraires de gestion et d'exploitation des sept centrales de S.E.C. Électricité.

Commercialisation dans l'Ouest Bien qu'une grande partie de l'électricité produite par les établissements de l'Ouest soit vendue en vertu de contrats à long terme pour atténuer les risques liés aux prix, un certain volume d'électricité ne l'est pas, et ce, délibérément. La principale fonction du groupe des établissements de l'Ouest est de gérer ces positions de façon à maximiser la valeur des actifs de l'entreprise d'électricité par le truchement d'activités de commercialisation et de commerce de l'électricité ainsi que par l'optimisation opérationnelle. Pour réduire les risques liés aux prix du marché, les établissements de l'Ouest ont vendu environ 84 % de la production totale d'électricité de 2004 et 70 % 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 2004 ainsi que 69 % et 49 % de la moyenne cumulée prévue de la production d'électricité de 2005 et 2006, respectivement. La commercialisation dans l'Ouest continue de viser la conclusion de contrats de vente à long terme pour le reste de l'électricité produite.

Exploitation des centrales L'exploitation des centrales est un autre secteur de succès et de croissance pour TransCanada. Cette croissance va de pair avec l'objectif que s'est donnée TransCanada, soit de miser sur son savoir-faire en aménagement de nouveaux projets et de maintenir sa place dominante sur le marché de l'Alberta. La centrale de cogénération de Bear Creek est entrée en exploitation commerciale en mars 2003. Située près de Grande Prairie, en Alberta, cette installation d'une puissance de 80 MW vend la majorité de sa production à Weyerhaeuser pour son usine de pâte de Grande Prairie et ses autres installations situées en Alberta.

La construction de la centrale de MacKay River a pris fin durant le quatrième trimestre de 2003, et la mise en service de la centrale devrait avoir lieu au premier trimestre de 2004. Cette centrale de cogénération d'une

puissance de 165 MW située près de Fort McMurray, en Alberta, alimentera en électricité et en vapeur le chantier d'exploitation de sables pétrolifères in situ de Petro-Canada, à proximité. Une fois en service, la centrale de MacKay River rehaussera la production sous le contrôle direct de TransCanada en Alberta pour la porter à plus de 1 300 MW.

Au chapitre de l'exploitation des centrales, la société souscrit pleinement à un modèle d'excellence opérationnelle qui assure, à prix modique, l'exploitation efficace de chacune de ses centrales. Les centrales de Redwater et de Carseland, toutes deux en exploitation depuis deux ans, ont affiché des résultats d'exploitation très satisfaisants en 2003. La centrale de Bear Creek, en exploitation depuis un peu moins de un an, est actuellement soumise à un processus d'optimisation générale. Acquis en novembre 2002, la centrale de ManChief est un autre actif de production d'électricité de TransCanada qui affiche un rendement solide. La production totale de cette centrale est vendue aux termes de contrats d'achat ferme expirant en 2012.

Le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Ouest s'est accru de 22 %, passant de 131 millions de dollars en 2002 à 160 millions de dollars en 2003. Cette hausse s'explique principalement par un 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 en vertu de contrats à terme d'électricité. 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 sur les ventes d'électricité dans leur ensemble et du coût supérieur du gaz naturel utilisé comme combustible à l'installation de noir de carbone.

Bien que le prix du réseau commun d'énergie en Alberta se soit établi à 63 \$ le mégawatt-heure (MWh) en 2003, comparativement à 44 \$ le MWh en 2002, les marges ont été moins élevées en 2003, compte tenu des prix réalisés inférieurs et de la liquidité réduite du marché.

Par comparaison à 2001, le bénéfice d'exploitation des établissements de l'Ouest a diminué de 18 millions de dollars pour s'établir à 131 millions de dollars en 2002. Les débouchés qui existaient en 2001 en raison des prix forts pour l'électricité (prix moyen du réseau commun d'énergie en Alberta de 71 \$ le MWh en 2001) et la volatilité des prix dans l'Ouest canadien et dans la région du nord-ouest des États-Unis n'ont pas persisté en 2002. Ces facteurs ont toutefois été en partie annulés par le bénéfice découlant de l'acquisition de la CAE de Sundance B, de la centrale de ManChief et de la mise en service des centrales de Redwater et de Carseland.

ÉTABLISSEMENTS DE L'EST

Les établissements de l'Est de l'entreprise d'électricité visent principalement les marchés d'électricité déréglementés de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New York. Ils regroupent deux secteurs principaux exploités comme une seule entreprise intégrée, soit la commercialisation d'électricité et la production d'électricité. Les établissements de l'Est englobent aussi les éventuels projets d'aménagement de la société en Ontario et dans les autres provinces de l'est du Canada. Au cours des cinq dernières années, TransCanada Power Marketing Limited (TCPM), société affiliée établie à Westborough, au Massachusetts, a su tirer son épingle du jeu au cours du processus de déréglementation en Nouvelle-Angleterre, et elle y a affirmé sa présence en qualité de producteur et de fournisseur d'électricité de premier ordre. TransCanada continue de rechercher les occasions de rehausser la capacité de production de ses actifs et de mettre à profit son expérience en accroissant sa présence sur le marché ontarien.

Commercialisation d'électricité Le succès et la croissance continus de TransCanada dans le nord-est des États-Unis découlent directement d'activités de commercialisation très efficaces 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 industriel, commercial et de gros. Elles englobent la gestion d'un portefeuille d'approvisionnements en électricité regroupant la production de ses propres actifs et des achats de gros. TCPM est un fournisseur à service complet qui propose divers produits et services pour aider ses clients à gérer leurs approvisionnements d'électricité et les prix de

l'électricité dans des marchés déréglementés. Grâce à la gestion dynamique de son portefeuille, TCPM est bien placée pour tirer parti des débouchés qui se présentent, tout en réduisant sa vulnérabilité au risque de perte. Les approvisionnements d'électricité supplémentaires comprennent la totalité de la production de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une puissance de 64 MW et située Castleton-on-Hudson, New York (Castleton), qui appartient à S.E.C. Électricité.

Production d'électricité Dans l'est des États-Unis, les actifs de production d'électricité comprennent OSP, une centrale de 560 MW alimentée au gaz naturel dans l'État du Rhode Island, ainsi que les installations hydroélectriques de 60 MW de Curtis and Palmer (Curtis Palmer) situées près de Corinth, dans l'État de New York. TCPM achète 76,5 % de la production totale d'OSP en vertu de contrats d'achat à long terme, le reste étant vendu à Boston Edison Company. La production de Curtis Palmer est vendue sur le marché de New York à Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'une convention d'achat d'électricité à prix fixe de longue durée, dont l'échéance prévue est supérieure à 25 ans. De par l'emplacement stratégique de ses installations, immédiatement en aval d'installations de stockage de l'eau sur le fleuve Hudson, Curtis Power bénéficie d'un facteur de capacité élevé, mais son résultat est soumis aux variations saisonnières et annuelles du plan d'eau.

En 2003, le bénéfice d'exploitation découlant des établissements de l'Est s'est chiffré à 127 millions de dollars, alors qu'il avait 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 des établissements de détail de l'est des États-Unis, dont les activités sont axées sur les ventes à d'importants clients commerciaux et industriels. De plus, le résultat de Curtis Palmer a progressé en 2003 en raison du débit d'eau moyen plus élevé et des produits d'exploitation générés par l'exploitation temporaire d'une centrale à Cobourg, en Ontario, durant l'été 2003.

Le bénéfice d'exploitation s'est chiffré à 149 millions de dollars en 2002, soit un léger recul comparativement au chiffre record de 159 millions de dollars inscrit en 2001. La baisse sur douze mois provient principalement de la capacité de tirer parti de la volatilité des prix tout au long de 2001, ce qui ne s'est pas produit en 2002, en partie neutralisée par les résultats sur un exercice complet des installations hydroélectriques de Curtis Palmer achetées en juillet 2001.

Le prix des approvisionnements de gaz naturel à long terme d'OSP est renégocié annuellement. Si OSP et ses fournisseurs ne parviennent pas à s'entendre sur le prix pour une année donnée, le différend est réglé par arbitrage. OSP en est actuellement à son troisième différend avec ses fournisseurs de gaz combustible; ce différend est maintenant en arbitrage. Les décisions rendues à l'issue des deux processus d'arbitrage précédents ont fait augmenter substantiellement le coût du gaz combustible utilisé par OSP.

Occasions d'aménagement dans l'est du Canada

En octobre 2003, TransCanada et une société affiliée à Irving ont annoncé qu'elles avaient conclu un accord prévoyant la construction, à Saint John, au Nouveau-Brunswick, d'une centrale électrique de cogénération alimentée au gaz naturel d'une puissance de 90 MW. La centrale sera aménagée et détenue par TransCanada. En vertu d'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. La centrale, dont la construction a débuté en décembre 2003, devrait être mise en service d'ici la fin de 2004.

En juin 2003, TransCanada a annoncé qu'elle prévoyait aménager au Québec une centrale électrique de cogénération alimentée au gaz naturel d'une puissance de 550 MW. La centrale électrique sera située dans le parc industriel de Bécancour, près de Trois-Rivières. Elle vendra toute sa production d'électricité à Hydro-Québec Distribution, 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. La construction de la centrale devrait débuter en 2004, sous réserve des approbations réglementaires, et sa mise en service est prévue vers la fin de 2006.

L'entreprise d'électricité continue d'évaluer la viabilité de l'aménagement d'un centre énergétique alimenté au gaz naturel au centre-ville de Toronto, dans le cadre d'un partenariat avec Ontario Power Generation (OPG) dans Portlands Energy Centre L.P. L'aménagement d'installations de production d'électricité au centre-ville de Toronto, à proximité des utilisateurs finals, contribuerait à atténuer les problèmes actuels et futurs liés au transport d'électricité au cœur de la ville.

PARTICIPATION DANS BRUCE POWER

Le 14 février 2003, la société a ratifié 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 un tiers (75 millions de dollars) du paiement du loyer reporté accéléré de 225 millions de dollars de Bruce Power à 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, une filiale 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 détient 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 – Bruce A et Bruce B. Bruce B compte quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la puissance est d'environ 3 160 MW. Bruce A compte quatre réacteurs qui, jusqu'en 2003, n'étaient pas en exploitation. En 2003, Bruce Power a réussi à redémarrer le quatrième réacteur de Bruce A et, le 8 janvier 2004, le troisième réacteur de Bruce A. Ces deux réacteurs avaient été mis hors service en 1998. Les deux réacteurs de Bruce A ajoutent une puissance supplémentaire de 1 500 MW, ce qui porte la puissance totale de Bruce Power à 4 660 MW.

Bruce Power est locataire de la centrale nucléaire de Bruce aux termes d'un contrat de location conclu avec OPG. Le contrat initial 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. Le combustible épuisé et le passif au titre du déclassement demeurent la responsabilité d'OPG et, ainsi qu'il a été déterminé au moment de l'entrée en vigueur du contrat, ils sont compris dans le loyer. Le contrat de location conclu avec OPG prévoit des ajustements limités au loyer de base tous les cinq ans durant la période initiale du contrat. Ces ajustements limités sont fondés sur un maximum de 50 % de la valeur actualisée de l'augmentation prévue des coûts de déclassement de l'installation nucléaire de Bruce, déterminés par l'application de principes et d'hypothèses établis d'avance. Le loyer actuel ne fait pas l'objet d'ajustements semblables pour ce qui est du combustible épuisé. À compter de 2006, Bruce Power a également le droit de résilier le bail si l'exploitation de l'installation n'est plus économiquement viable, sous réserve de l'imputation de frais de résiliation, de certaines exigences de maintien de l'exploitation durant la période de transfert et de certaines conditions d'interruption de l'exploitation avant le transfert. TransCanada a solidairement garanti le respect de ces conditions de la part de Bruce Power.

La part revenant à TransCanada de la production d'électricité durant la période de possession en 2003 a été 6 655 gigawatts-heure (GWh). Ce chiffre comprend la production d'électricité provenant du quatrième réacteur de Bruce A pour les mois de novembre et décembre 2003. Ce réacteur a commencé à alimenter le réseau électrique de l'Ontario le 7 octobre 2003, et il a été considéré comme étant en exploitation commerciale le 1^{er} novembre 2003. Le troisième réacteur de Bruce a été reconnecté au réseau électrique de l'Ontario le 8 janvier 2004. À l'instar du processus de démarrage du quatrième réacteur de Bruce A, une fois les essais du système d'arrêt effectués et évalués,

le troisième réacteur de Bruce A a été reconnecté au réseau, et il sera exploité progressivement jusqu'à ce qu'il atteigne sa pleine puissance durant le premier trimestre de 2004. Au 31 décembre 2003, les coûts de redémarrage cumulatifs de Bruce Power pour les deux réacteurs de Bruce A étaient d'environ 720 millions de dollars. Bruce Power a engagé environ 300 millions de dollars dans le cadre du programme de redémarrage des deux réacteurs pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003. TransCanada n'a pas fourni de fonds à Bruce Power postérieurement à l'acquisition d'une participation en février 2003.

Bruce Power a engagé environ 147 millions de dollars au titre des dépenses en immobilisations à Bruce B pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003, dont la majorité pour les systèmes de sécurité et les programmes d'accroissement de la capacité d'exploitation.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix du marché de gros au comptant pour l'électricité ainsi que de la disponibilité générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe pour une production d'environ 1 560 MW en 2004. La disponibilité moyenne des six réacteurs de Bruce devrait être d'environ 80 % en 2004, comparativement à 85 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Cette baisse tient compte des arrêts d'exploitation pour entretien préventif ainsi que des essais qui seront effectués au bâtiment sous vide de Bruce B cet automne et qui exigent que les quatre réacteurs de Bruce B soient hors ligne pendant environ un mois. En 2004, le programme de dépenses en immobilisations de Bruce Power devrait totaliser environ 400 millions de dollars, y compris près de 120 millions de dollars pour le maintien du capital. TransCanada ne prévoit pas fournir de financement à Bruce Power en 2004.

Aperçu des résultats – Bruce Power

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003
Bruce Power (base de 100 %)	
Produits	1 208
Charges d'exploitation	(853)
Bénéfice d'exploitation	355
Charges financières	(69)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	286
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices ¹⁾	65
Ajustements ²⁾	34
Bénéfice de TransCanada tiré de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	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 6 afférente aux états financiers en date du 31 décembre 2003 pour une explication de l'amortissement du prix d'achat.

En 2003, le bénéfice de participation avant impôts tiré de Bruce Power a été de 99 millions de dollars. La participation de TransCanada dans le bénéfice avant impôts de Bruce Power s'est établie à 65 millions de dollars en 2003. Le reste du bénéfice, soit 34 millions de dollars, représente principalement l'amortissement de l'écart d'acquisition, tel que l'explique la note 6 afférente aux états financiers consolidés en date du 31 décembre 2003, ainsi qu'un montant de 12 millions de dollars en intérêts capitalisés. Le prix moyen réalisé par Bruce Power en 2003, en fonction d'un amalgame de contrats et de ventes au comptant, était environ 48 \$ le MWh. En 2003, près de 65 % de la production de Bruce Power a été vendue en vertu de contrats à long terme, le reste étant vendu sur le marché de gros au comptant en Ontario.

PARTICIPATION DANS S.E.C. ÉLECTRICITÉ

La participation dans S.E.C. Électricité comprend le résultat découlant de la participation de 35,6 % de TransCanada dans S.E.C. TransCanada Électricité, le plus grand fonds à revenu ouvert du secteur de l'électricité du Canada. S.E.C. Électricité détient six centrales électriques au Canada, et une septième aux États-Unis. Ces centrales sont alimentées au gaz naturel, à la chaleur résiduelle, aux déchets de bois ou par un amalgame de ces sources.

TransCanada fait fonction de gérant de S.E.C. Électricité. En cette qualité, TransCanada gère les activités d'exploitation et d'entretien de S.E.C. Électricité, les approvisionnements de 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 (c.-à-d. 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 de TransCanada.

En 2003, le bénéfice d'exploitation et autres découlant de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité a été comparable à celui de 2002. Au 31 décembre 2003, le cours de clôture des parts de S.E.C. Électricité à la Bourse de Toronto était de 36,30 \$. À cette date, TransCanada détenait environ 14,0 millions de parts.

VOLUME D'ÉLECTRICITÉ ET DISPONIBILITÉ

En 2003, les volumes se sont accrus de 39 % pour atteindre 28 010 GWh, comparativement à 20 111 GWh en 2002, principalement en raison de l'acquisition de participations dans Bruce Power et ManChief. Les volumes des établissements de l'Est ont augmenté grâce à la croissance de l'entreprise de détail, qui vend de l'électricité principalement à de grands clients

commerciaux et industriels. En ce qui concerne S.E.C. Électricité, la baisse des volumes s'explique par la réduction de la production durant les heures creuses en raison des prix plus forts pour le gaz naturel. Ces réductions ont fait baisser la production des centrales de l'Ontario comparativement à l'exercice précédent; cependant, la contribution financière générale de ces centrales a été supérieure.

Exception faite de Bruce Power, la disponibilité moyenne des centrales était de 94 % en 2003, comparativement à 96 % en 2002. Ce léger repli découle principalement des travaux d'entretien préventif qui ont eu lieu à certaines centrales faisant partie du groupe des établissements de l'Ouest. Compte tenu de Bruce Power, la disponibilité moyenne des centrales a diminué pour s'établir à 90 % en 2003 en raison des travaux d'entretien préventif effectués pour deux des réacteurs de Bruce B.

Volumes des ventes d'électricité

(en GWh)	2003	2002	2001
Établissements de l'Ouest ¹⁾	12 296	12 065	8 415
Établissements de l'Est	6 906	5 630	4 216
Participation dans Bruce Power ²⁾	6 655	s.o.	s.o.
Participation dans S.E.C. Électricité	2 153	2 416	2 358
Total	28 010	20 111	14 989

1) Les volumes des ventes comprennent la part de TransCanada de la CAE de Sundance B (50 %).

2) Les volumes des ventes tiennent compte de la participation de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003.

Disponibilité moyenne pondérée des centrales ¹⁾

	2003	2002	2001
Établissements de l'Ouest	93 %	99 %	96 %
Établissements de l'Est	94 %	95 %	96 %
Participation dans Bruce Power ²⁾	83 %	s.o.	s.o.
Participation dans S.E.C. Électricité	96 %	94 %	97 %
Toutes les centrales	90 %	96 %	96 %

1) La disponibilité des centrales représente le pourcentage du temps, pendant l'exercice, durant lequel la centrale est en mesure de produire de l'électricité, qu'elle soit en fonctionnement ou non; les arrêts d'exploitation prévus ou non réduisent la disponibilité des centrales.

2) La disponibilité pour TransCanada représente la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003.

ÉLECTRICITÉ – STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

Stratégie TransCanada est déterminée à assurer la croissance de l'entreprise d'électricité en recherchant les occasions d'acquisitions de premier ordre, d'aménagement de nouvelles installations et d'expansion de ses entreprises en exploitation. La stratégie de croissance de l'entreprise d'électricité s'énonce comme suit :

- s'attacher aux centrales de base à faibles coûts ou offrant de solides possibilités contractuelles;
- se concentrer sur les marchés où un avantage concurrentiel est présent;
- recourir à la commercialisation et au commerce d'électricité pour créer des flux de trésorerie stables et prévisibles, et maximiser la valeur des actifs; et
- appliquer des modèles d'entreprise qui tirent parti du solide bilan de TransCanada ou qui contribuent à le raffermir.

Perspectives L'entreprise d'électricité de TransCanada profite d'importantes occasions de croissance, qu'elle pourra concrétiser grâce à des acquisitions de qualité, à des projets d'aménagement sélectifs et à l'optimisation de son portefeuille de centrales en ciblant des occasions comportant peu de risques dans des marchés connus.

Si l'on ne tient pas compte du règlement conclu en 2003 avec une ancienne contrepartie ni des fluctuations du résultat de Bruce Power que pourraient susciter les variations des prix réalisés et ni de la disponibilité des centrales, les perspectives pour ce qui est du résultat net de l'entreprise d'électricité en 2004 devraient être comparables à celles de 2003. La fluctuation des prix de l'électricité et du gaz sur le marché, les modifications à la réglementation, les fluctuations du change, les conditions météorologiques, la disponibilité des centrales et la stabilité générale de l'industrie de l'électricité sont autant de facteurs qui peuvent influencer sur les résultats d'autres secteurs de l'entreprise. Se reporter à la rubrique « Électricité – risques d'entreprises » ci-après pour un complément d'information sur ces facteurs.

L'entreprise d'électricité de TransCanada est bien placée pour miser sur les occasions suscitées par l'évolution de l'industrie, puisque la société dispose de compétences techniques et de modèles d'entreprise éprouvés. La croissance de TransCanada demeurera axée sur la diversification de son portefeuille d'actifs par l'ajout de centrales alimentées par diverses sources de combustible, dont les coûts de distribution régionale sont peu élevés ou offrant de solides possibilités contractuelles.

ÉLECTRICITÉ – RISQUES D'ENTREPRISE

Capacité disponible Le maintien de la capacité disponible des centrales est l'un des critères de 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 prix modique de chacune des centrales exploitées par la société. Cet engagement continuera de guider l'entreprise en 2004 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 généralement ses activités sur des marchés déréglementés hautement concurrentiels. L'instabilité des prix de l'électricité est attribuable à des facteurs de marché 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; et
- 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 » en page 52 du présent rapport annuel.

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 ».

Réglementation 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, de commercialisation et d'aménagement de centrales électriques de TransCanada. Il pourrait s'agir 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. TransCanada exerce ses activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé de l'électricité.

Conditions météorologiques Les variations de la température et des conditions météorologiques peuvent influencer sur la demande et susciter la volatilité 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. Par ailleurs, le caractère saisonnier du débit d'eau influe sur la production et le résultat correspondant des installations hydroélectriques.

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 sont vendus 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. Bruce Power a vendu approximativement 1 560 MW de la production d'électricité prévue en 2004. Du reste du portefeuille de l'entreprise d'électricité, par le truchement des CAE et d'autres ententes de commercialisation, TransCanada a vendu environ 90 % de la production d'électricité prévue en 2004, et de 70 % à 80 % de celle prévue de 2005 à 2007.



SIÈGE SOCIAL

POINTS SAILLANTS

Réduction des charges nettes Les charges nettes en 2003 ont diminué de 11 millions de dollars, ou 21 %, comparativement à 2002.

Aperçu des résultats – Siège Social

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés	64	64	62
Intérêts créditeurs et autres produits	(23)	(12)	5
Charges nettes, après impôts	41	52	67

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

- **Charges 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 sont surtout engagées dans le secteur Siège social. Le montant de la dette de TransCanada et les fluctuations des taux d'intérêt connexes influent directement sur ces coûts.
- **Intérêts créditeurs et autres produits** La société touche des intérêts créditeurs sur les soldes de ses placements en espèces. Les gains et les pertes de change sont compris dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Après impôts, les charges nettes du secteur Siège social ont totalisé 41 millions de dollars en 2003, comparativement à 52 millions de dollars en 2002

et à 67 millions de dollars en 2001. La diminution de 2003 par rapport à 2002 s'explique essentiellement par l'incidence positive du recul du dollar américain au cours des 12 derniers mois, ce qui compense en grande partie les répercussions négatives du fléchissement de la devise américaine sur les autres secteurs. La réduction des charges nettes de 2001 à 2002 provenait en grande partie de la hausse des intérêts créditeurs et autres produits et de l'incidence positive des taux d'intérêt moins élevés, annulées en partie par l'accroissement des charges financières résultant de la décision sur le rendement équitable.

La performance du dollar canadien comparativement au dollar américain peut influencer les résultats du secteur Siège social tant positivement que négativement. En 2004, la performance du dollar canadien ne devrait pas avoir d'influence sensible sur les résultats financiers consolidés de TransCanada, puisque les incidences sur les autres secteurs d'exploitation de la société devraient annuler en partie les répercussions sur les résultats du secteur Siège social.



SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

POINTS SAILLANTS

Croissance soutenue Au cours des trois derniers exercices, les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions et les dettes prises en charge, ont été supérieures à 3 milliards de dollars.

Réduction de la dette TransCanada a affecté, au cours des trois derniers exercices, plus de 1,6 milliard de dollars au remboursement de la dette à long terme, déduction des nouveaux titres de créance émis, et au rachat de débentures et d'actions privilégiées.

Flux de trésorerie liés à l'exploitation Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 1,8 milliard de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, alors qu'ils avaient totalisé 1,8 milliard de dollars en 2002 et 1,6 milliard de dollars en 2001. L'entreprise de transport de gaz a généré la majorité des flux de trésorerie liés à l'exploitation pour chacun des trois derniers exercices. Les fonds de trésorerie liés à l'exploitation de l'entreprise d'électricité ont augmenté en 2003 comparativement aux deux exercices précédents, ce qui témoigne de la croissance rapide de ce secteur.

La société a également réduit sa dette à long terme ainsi que le nombre de ses débentures subordonnées de premier rang et titres privilégiés pendant chacun des trois derniers exercices. La capacité de TransCanada de générer à court et à long terme des liquidités suffisantes

Majoration du dividende Le conseil d'administration de TransCanada a majoré le dividende trimestriel sur les actions ordinaires pour les quatre derniers exercices consécutifs, y compris une hausse de 7 % qui porte le dividende de 0,27 \$ par action à 0,29 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2004.

pour répondre à ses besoins ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance était aussi grande au 31 décembre 2003 qu'elle l'avait été au cours des deux derniers exercices.

Activités d'investissement Exception faite des acquisitions et des dettes prises en charges, les dépenses en immobilisations ont totalisé 391 millions de dollars en 2003, comparativement à 599 millions de dollars et à 492 millions de dollars en 2002 et 2001, respectivement. 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 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, par deux acquisitions distinctes, 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. En 2001, TransCanada avait acheté Curtis Palmer Hydroelectric Company L.P., en contrepartie de 438 millions de dollars et, par l'entremise d'une société en commandite, elle avait fait l'acquisition, au coût de 110 millions de dollars, de 50 % des droits et obligations de la CAE de Sundance B, dont la capacité de production est de 706 MW.

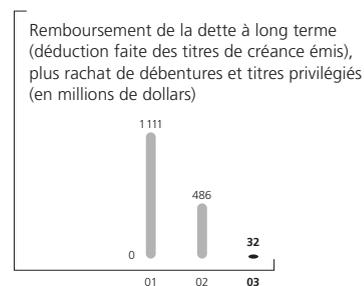
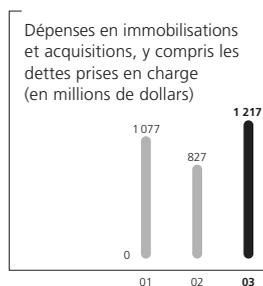
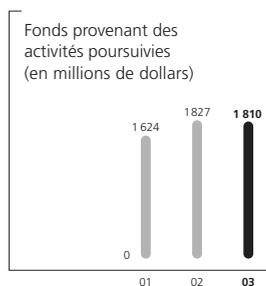
En 2001, les activités d'investissement de TransCanada comprenaient également des produits de 1,2 milliard de dollars réalisés à la vente d'actifs non essentiels conformément à son plan de désinvestissement.

Activités de financement En 2003, TransCanada a affecté une partie de ses liquidités au remboursement d'une tranche de 744 millions de dollars de sa dette à long terme, à la réduction de 62 millions de dollars de la somme des billets à payer et au rachat de toutes les débetures subordonnées de rang inférieur émises au taux de 8,75 % pour un montant de 160 millions de dollars US.

En 2003, la société a émis des billets à échéance de dix ans comportant un taux d'intérêt de 5,65 % pour une valeur de 450 millions de dollars et des billets 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 l'échéance totalisant 486 millions de dollars et réduit de 46 millions de dollars le montant des billets à payer, après avoir remboursé des dettes à l'échéance de 793 millions de dollars et racheté des titres privilégiés totalisant 318 millions de dollars en 2001. TransCanada avait, en 2001, augmenté les billets à payer de 186 millions de dollars.

Des dividendes et des charges liées aux titres privilégiés totalisant 588 millions de dollars ont été payés en 2003, comparativement à 546 millions de dollars et à 517 millions de dollars en 2002 et 2001, respectivement.

En janvier 2004, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires; ce dernier passe de 0,27 \$ par action à 0,29 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2004. Il s'agit du quatrième exercice consécutif pour lequel une majoration du dividende est approuvée. En janvier 2003, le conseil d'administration avait approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires, le faisant passer de 0,25 \$ par action à 0,27 \$ par action pour le trimestre terminé le 31 mars 2003. En janvier 2002, le conseil d'administration avait approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires en raison de laquelle le dividende passait de 0,225 \$ par action à 0,25 \$ par action pour le trimestre terminé le 31 mars 2002. En janvier 2001, le conseil d'administration de TransCanada avait approuvé une majoration du



dividende, de 0,20 \$ par action à 0,225 \$ par action, pour le trimestre terminé le 31 mars 2001.

Les sorties nettes liées aux activités de financement comprennent, la quote-part de TransCanada de la réduction nette de la dette sans recours des coentreprises, qui s'élève à 11 millions de dollars en 2003, comparativement à 36 millions de dollars en 2002 et à 109 millions de dollars en 2001.

Activités de crédit En 2002, TCPL a déposé des prospectus préalables, qui ont par la suite été modifiés et qui lui permettent d'émettre des actions ordinaires, des actions privilégiées ou des titres de créance, y compris des billets à moyen terme, totalisant 2 milliards de dollars au Canada et des titres de créance totalisant 1 milliard de dollars US aux États-Unis. En vertu de ces programmes, des billets à moyen terme d'une valeur de 450 millions de dollars et des billets non garantis de rang supérieur d'une valeur de 350 millions de dollars US ont été émis en 2003.

Au 31 décembre 2003, la société disposait de facilités de crédit totales de 2,2 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 1,9 milliard de dollars représente des facilités de crédit déjà engagées, dont 1,5 milliard de dollars en vertu d'une facilité de crédit consortiale établie en décembre 2002. Cette dernière facilité de crédit comprend une tranche de 1,0 milliard de dollars comportant une échéance de trois ans et une tranche de 500 millions de dollars d'une durée de 364 jours assortie d'une option de conversion en emprunt à terme de deux ans. Les deux tranches ont une échéance reportable annuellement, et elles sont renouvelables, sauf la tranche convertie. Les deux tranches ont été reportées en décembre 2003, celle de 1,0 milliard de dollars jusqu'en décembre 2006 et celle de 500 millions de dollars jusqu'en décembre 2004. Le reste des facilités ne peut être reporté; une tranche de 60 millions de dollars vient à échéance en juin 2004 et une autre de 320 millions de dollars échoit en juin 2005.

Au 31 décembre 2003, TransCanada avait affecté environ 217 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 établissements bancaires américains et les banques à charte canadiennes ou à des taux établis en fonction d'autres ententes financières négociées.

Les cotes de crédit sur les titres d'emprunt 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 2003, la dette à long terme totalisait 10,0 milliards de dollars, comparativement à 9,3 milliards de dollars au 31 décembre 2002. La quote-part de TransCanada du total de la dette sans recours des coentreprises était, au 31 décembre 2003, de 0,8 milliard de dollars alors qu'elle atteignait 1,3 milliard de dollars à la fin de l'exercice précédent. Le total des billets à payer, y compris ceux des coentreprises, s'établissait à 367 millions de dollars au 31 décembre 2003, comparativement à 297 millions de dollars au 31 décembre 2002. La dette et les billets 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.

Au 31 décembre 2003, 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 terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2005	2006	2007	2008	2009+
Dette à long terme	550	702	399	611	542	7 211
Dette sans recours des coentreprises	19	69	55	19	19	599
Total des remboursements de capital	569	771	454	630	561	7 810

Au 31 décembre 2003, 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, s'établissaient approximativement comme suit :

Paiements au titre des contrats de location-exploitation

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2005	2006	2007	2008	2009+
Versements de loyers minimums	25	25	25	24	24	48
Montants récupérés aux termes des sous-locations à bail	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(18)
Versements nets	18	18	18	17	17	30

Au 31 décembre 2003, les obligations d'achat futures de la société s'établissaient approximativement comme suit :

Obligations d'achat ¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2005	2006	2007	2008	2009+
Transport de gaz						
Transport par des tiers ²⁾	167	153	84	82	74	46
Autres	19	15	15	12	9	2
Électricité						
Achats de produits de base ³⁾	465	280	255	260	267	2 937
Dépenses en immobilisations ⁴⁾	274	241	96	–	–	–
Autres ⁵⁾	99	103	107	95	90	327
Siège social						
Technologie de l'information et autres	12	–	–	–	–	–
Total des obligations d'achat	1 036	792	557	449	440	3 312

1) Les montants dans ce tableau ne tiennent compte ni de la capitalisation des régimes de retraite de la société, ni de la participation de TransCanada pour un tiers des coûts de la phase de définition du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie.

2) Les taux sont fondés sur les niveaux connus pour 2004. Au-delà de 2004, les taux de demande sont sujets à changement. Les obligations contractuelles dans le tableau sont fondées exclusivement sur les volumes de la demande 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 fondés sur 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.

TransCanada s'attend à capitaliser les régimes de retraite de la société dans une mesure d'environ 80 millions de dollars en 2004. La capitalisation pour un montant moindre qui est prévue en 2004, comparativement aux 110 millions de dollars versés en 2003, est le fruit de modifications ponctuelles des modalités des régimes et du rendement des placements supérieur aux attentes à long terme en 2003, neutralisés en partie par de nouvelles réductions des taux d'actualisation utilisés pour calculer le passif des régimes de retraite.

Au 31 décembre 2003, TransCanada détenait une participation de 35,6 % dans S.E.C. Électricité, société en commandite ouverte. Le 30 juin 2017, la société en commandite rachètera toutes les parts en circulation non détenues directement ou indirectement par TransCanada à leur juste valeur marchande à cette date, soit la moyenne des justes valeurs marchandes attribuées à ces parts par des évaluateurs indépendants, plus toutes les distributions déclarées mais non versées de fonds distribuables sur ces parts (le prix de rachat). TransCanada est tenue de capitaliser le prix de rachat conformément aux modalités de l'entente sur de société en commandite de S.E.C. Électricité.

TransCanada a mis en place une ligne de crédit d'exploitation de 50 millions de dollars pour S.E.C. Électricité, qui peut être renouvelée. Au 31 décembre 2003, le montant prélevé sur cette ligne de crédit totalisait 26 millions de dollars, comparativement à 37 millions de dollars au 31 décembre 2002.

Au 31 décembre 2003, TransCanada détenait une participation de 33,4 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte. Le 28 mai 2003, TC PipeLines, LP a renouvelé auprès d'une filiale 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 (facilité de crédit de TransCanada). Aux 31 décembre 2003 et 2002, la société en commandite n'avait fait aucun prélèvement de fonds aux termes de la facilité de crédit de TransCanada.

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. 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 alors raccordé au réseau de l'Alberta. En vertu de l'accord, TransCanada a convenu de financer l'APG pour un tiers des coûts de

la phase de définition du projet, soit un montant estimatif d'environ 90 millions de dollars sur trois ans. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, TransCanada a fourni 34 millions de dollars aux termes de ce prêt. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet.

TransCanada et les sociétés lui étant affiliées disposent de 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 converties aux prix du marché 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 2003.

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 à environ 215 millions de dollars au 31 décembre 2003. Les garanties échoient de 2004 à 2018. La valeur comptable actuelle du passif lié à ces garanties est de néant et sa juste valeur est d'environ 4 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 195 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.

Éventualités 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 TransCanada et Enbridge Inc. pour les dommages qu'ils auraient présumément subis en 2002 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 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 sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur résolution n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière ou 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. 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 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 dans le cadre d'opérations de couverture sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique que les gains ou les pertes découlant des 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 de l'Alberta et au réseau principal au Canada 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 aux bilans à la juste valeur de ces éléments. Les gains et les pertes, matérialisés ou non, sur les instruments dérivés sont comptabilisés dans le compte Écarts de conversion, sous les capitaux propres, en tant que réduction des gains et des pertes correspondants découlant de la conversion des actifs et des passifs des filiales étrangères. La valeur comptable des swaps de taux d'intérêt représente les intérêts nets courus entre la date du dernier versement et la date de clôture de l'exercice. 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.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de taux d'intérêt et de change a été estimée en fonction des taux du marché à la fin de l'exercice. Ces justes valeurs se rapprochent des montants que la société devrait recevoir ou payer si ces instruments étaient liquidés à ces dates. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique a été calculée en fin d'exercice 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 2003 et 2002, 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, dont la société se protège en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie du taux d'intérêt. Les montants présentés à la juste valeur dans le tableau qui suit, 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 Écarts de conversion, sous les capitaux propres.

Actif (passif) aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Swaps de devises – en dollars US	65	65	(8)	(8)
Contrats de change à terme – en dollars US	2	3	(4)	(4)

Au 31 décembre 2003, les montants nominaux de référence des swaps de devises étaient de 250 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2002) et les montants nominaux de référence des contrats de change à terme étaient de 125 millions de dollars US (225 millions de dollars US en 2002). En outre, la société disposait de swaps de taux d'intérêt connexes, dont les montants nominaux de référence étaient de 311 millions de dollars (309 millions de dollars en 2002) et de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2002). La juste valeur des swaps de taux d'intérêt était de 1 million de dollars ((4) millions de dollars en 2002).

Rapprochement des écarts de conversion

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Solde au début de l'exercice	14	13
(Pertes) gains à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(136)	3
Gains (pertes) de change liés aux instruments dérivés, et autres	82	(2)
	(40)	14

Gestion du change et des taux d'intérêt Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada 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 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.

Actif (passif) aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Swaps de devises	(26)	(26)	56	56
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	2	15	4	56
En dollars US	–	8	(1)	4

Au 31 décembre 2003, les montants nominaux de référence des swaps de devises étaient de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US en 2002) et les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 964 millions de dollars (874 millions de dollars en 2002) et de 100 millions de dollars US (175 millions de dollars US en 2002).

La société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt liés à ses autres dettes libellées en dollars US en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Les justes valeurs des instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt – en dollars US	2	37	2	55

Au 31 décembre 2003, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 500 millions de dollars US (400 millions de dollars US en 2002).

Gestion du risque lié au prix de l'énergie Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Le portefeuille d'instruments dérivés qu'elle constitue à cette fin se compose principalement de swaps, d'options et de contrats à terme, en vertu desquels les engagements relatifs au prix sont soit fixes, soit variables. 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-dessous.

Actif (passif) aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Électricité – swaps	(5)	(5)	(36)	(36)
Gaz – swaps, contrats à terme et options	(35)	(35)	(28)	(28)
Contrats de rendement thermique	61	61	74	74

Volumes de référence au 31 décembre 2003	Électricité (GWh) ¹⁾		Gaz (Gpi ³) ¹⁾	
	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps	1 390	4 864	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	–	–	86,1	88,2
Contrats de rendement thermique	2 331	735	1,0	20,3

Volumes de référence au 31 décembre 2002	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps	467	5 138	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	–	–	86,3	88,6
Contrats de rendement thermique	2 848	–	–	24,8

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

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 la société 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 vérifiés 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 en fait rapport au comité de vérification du conseil d'administration de TransCanada régulièrement.

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 rubrique « Risque de crédit » de la note 11 afférente aux états financiers consolidés.

Risques et gestion du risque lié au

Protocole de Kyoto Le gouvernement du Canada continue d'élaborer sa politique sur les changements climatiques en vue de satisfaire à l'engagement qu'il a pris dans le cadre du Protocole de Kyoto. Même si la politique prévoit l'adoption de mécanismes d'envergure, comme un programme national d'échange de droits d'émission pour les grands émetteurs finaux, les détails à cet égard ne sont pas encore connus. Une fois ces détails arrêtés, TransCanada sera mieux en mesure d'évaluer les incidences sur la société.

Depuis plusieurs années, TransCanada étudie des moyens pratiques de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) à partir de ses installations. La société a réalisé des améliorations sur les plans technique et opérationnel qui découlent en grande partie d'une efficacité énergétique accrue et de systèmes plus efficaces ainsi que de l'élimination des émissions de méthane. TransCanada estime que les mesures opérationnelles qui réduisent les GES à la source sont préférables aux autres mécanismes.

Contrôles et mécanismes de présentation de l'information et contrôles internes En vertu de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act* adoptée par la Securities and Exchange Commission des États-Unis, 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 d'une manière opportune 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 ou dans tout autre facteur qui pourrait avoir une incidence importante sur les contrôles internes postérieurement à la date à laquelle une telle évaluation a été effectuée relativement au présent rapport annuel.

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 une certitude raisonnable que des prix établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés et seront récupérés des clients 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 que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, le moment de la constatation de certaines charges et de certains produits peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre en vertu des PCGR. Les deux exemples les plus significatifs ont trait à la comptabilisation des impôts sur les bénéfices selon la méthode de l'impôt exigible et au report des pertes de change, comme il est indiqué aux notes 12 et 7 afférentes aux états financiers consolidés, respectivement.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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. Les estimations comptables critiques de TransCanada sont les suivantes :

Gains après impôts reportés et obligations résiduelles relatives à l'entreprise de commercialisation du gaz

TransCanada a atténué certains des risques résiduels associés aux passifs éventuels liés aux activités de commercialisation du gaz dont elle s'est dessaisie en obtenant d'une filiale de Mirant Corporation (Mirant) des contrats qui comportaient toujours des risques en 2003 et en réalisant simultanément une opération de couverture pour se protéger contre les risques de marché liés à ces contrats. La société détermine le degré de risque propre à ces contrats à l'aide d'estimations, notamment pour ce qui est des prix du marché, des volumes et des frais de transport ainsi que des impôts sur les bénéfices dans l'avenir. La société continue d'assumer une responsabilité éventuelle pour certaines obligations résiduelles. La rubrique « Activités abandonnées » présente des renseignements complémentaires sur de telles obligations à la page 56 du présent rapport annuel.

Dotations aux amortissements 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 914 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. 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. Par conséquent, 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 flux de trésorerie liés à l'exploitation.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Relations de couverture En novembre 2001, le Conseil des normes comptables (CNC) de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) a adopté la Note d'orientation concernant la comptabilité intitulée « Relations de couverture » qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, notamment en traitant des caractéristiques

de telles opérations, de la documentation qui y est associée, de leur désignation et de leur efficacité, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Le CNC a modifié cette note d'orientation en juin 2003 de manière à apporter des éclaircissements sur certains de ses aspects et à ajouter en annexe un guide de mise en œuvre. Les règles au titre de la note d'orientation sont identiques, pour l'essentiel, aux exigences correspondantes du Statement of Financial Accounting Standard (SFAS) No. 133 que la société avait adopté aux fins des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2001. La société adoptera prospectivement cette Note d'orientation concernant la comptabilité à compter du 1^{er} janvier 2004. TransCanada n'entrevoit pas que la nouvelle exigence canadienne ait une incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités

En novembre 2002, l'ICCA a publié un nouveau chapitre du Manuel de l'ICCA intitulé « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». Ce chapitre définit les nouvelles normes de constatation, d'évaluation, de présentation et d'information relativement à la cession d'actifs à long terme. Il définit en outre les normes de présentation et d'information relativement aux activités abandonnées, qu'elles comprennent ou non des actifs à long terme. Ce chapitre, que la société a adopté prospectivement à compter du 1^{er} mai 2003, n'a pas nécessité le retraitement du bénéfice d'exercices antérieurs.

Dépréciation d'actifs à long terme En novembre 2002, l'ICCA a publié un nouveau chapitre du Manuel de l'ICCA intitulé « Dépréciation d'actifs à long terme ». Ce chapitre définit les nouvelles normes de constatation, d'évaluation et d'information relativement à la dépréciation d'actifs à long terme ainsi que de nouvelles dispositions relatives au calcul de la perte de valeur. Ce chapitre, que la société adoptera à compter du 1^{er} janvier 2004, ne devrait pas avoir d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Obligations liées à la mise hors service

d'immobilisations En janvier 2003, l'ICCA a publié un nouveau chapitre du Manuel de l'ICCA intitulé « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ». Le nouveau chapitre porte

sur la constatation et 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. En vertu de 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. Cette dernière est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Les dispositions de cette norme sont identiques, pour l'essentiel, aux exigences correspondantes du SFAS No. 143 que la société avait adopté aux fins des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2003. L'incidence de cette nouvelle norme, que TransCanada adoptera à compter du 1^{er} janvier 2004, est décrite à la note 18 afférente aux états financiers consolidés.

Consolidation des entités à détenteurs de droits

variables En juin 2003, le CNC de l'ICCA a publié une nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité intitulée « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables » qui exige des entreprises qu'elles constatent l'existence d'entités à détenteurs de droits variables dans lesquelles elles détiennent une participation, qu'elles établissent si elles en sont les principaux bénéficiaires et, le cas échéant, qu'elles procèdent à leur consolidation. Pour TransCanada, les exigences de la note d'orientation en matière de présentation de l'information s'appliquent à compter du 1^{er} janvier 2004 et celles relatives à la consolidation 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.

Principes comptables généralement reconnus

En juillet 2003, l'ICCA a publié un 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. Il définit les principales sources de PCGR et exige des entités qu'elles mettent en application toutes les principales sources qui sont pertinentes. Ce chapitre, que la société adoptera à compter du 1^{er} janvier 2004, exigera la constatation d'actifs et de passifs réglementés supplémentaires mais ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice net.

Normes générales de présentation des états financiers

En juillet 2003, l'ICCA a publié un 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 ». Ce chapitre, que la société adoptera à compter du 1^{er} janvier 2004, ne devrait pas avoir d'incidence sur ses états financiers consolidés.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

On peut obtenir de l'information supplémentaire sur TransCanada, y compris la Notice annuelle de la société, sur le site de SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada Corporation.

D'autres données financières consolidées pour les exercices terminés les 31 décembre 2003, 2002, 2001 et 2000 sont présentées à la rubrique « Points saillants des résultats financiers des quatre derniers exercices » aux pages 98 et 99 du présent rapport annuel.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

REVUE FINANCIÈRE

Le conseil d'administration de TransCanada a approuvé des plans visant la cession de l'entreprise d'activités internationales de la société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises (plan de décembre) ainsi que la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz, en décembre 1999 et juillet 2001, respectivement. Les cessions de la société prévues en vertu des deux plans avaient été pour l'essentiel menées à terme au 31 décembre 2001.

Les participations de la société dans Gasoducto del Pacifico, INNERGY Holdings S.A. et P.T. Paiton Energy Company, dont la cession a été approuvée en vertu du plan de décembre, seront comptabilisées en tant qu'activités poursuivies à compter du 31 décembre 2003 en raison du temps qu'il a fallu à la société pour mener à bien la cession de ces actifs. La société a l'intention de poursuivre son plan de cession de ces participations.

En 2003, la société a passé en revue la provision pour perte découlant des activités abandonnées et le gain reporté, tenant compte des incidences du recours à la protection de la loi sur les faillites par Mirant et de l'atténuation de certains passifs éventuels dont il est question plus loin. TransCanada a ainsi constaté, dans les résultats de 2003, 50 millions de dollars provenant d'un montant d'origine d'environ 100 millions de dollars pour gain reporté après impôts. Tout autre ajustement de l'estimation de la perte de cession nette et du gain reporté sera constaté en tant que gain ou perte au titre des activités abandonnées durant l'exercice où de tels changements sont déterminés.

En 2002, la société a constaté un bénéfice net (une perte nette) de néant, puisque la provision pour perte existante au titre des activités abandonnées a été revue par la direction de la société et jugée adéquate. En 2001, la société avait constaté une perte nette de 67 millions de dollars découlant des activités abandonnées. Ce montant comprend une perte nette de 90 millions de dollars, fondée sur les estimations faites par la direction au sujet du produit et des coûts de cession, et un résultat net de 3 millions de dollars antérieur à l'approbation du plan relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz. En 2001, la société avait également constaté un ajustement positif de 20 millions de dollars, après impôts, au plan de décembre.

TransCanada continue d'assumer une responsabilité éventuelle à l'endroit de garanties et d'obligations aux termes de certains contrats relatifs à l'entreprise de commercialisation du gaz dont elle s'est dessaisie. La société s'attend que les volumes sous-jacents diminuent au fil du temps, conformément aux modalités de ces contrats, et dans le cours normal des affaires. Le passif éventuel aux termes de ces obligations est conditionnel à certains événements futurs; il n'est donc possible de déterminer ni le moment où ces obligations entreraient en jeu, ni le montant qui serait alors en cause. Les acheteurs de l'entreprise de commercialisation du gaz ont convenu d'indemniser TransCanada advenant que la société soit dans l'obligation de s'acquitter de telles obligations.

Principales données financières consolidées des trois derniers exercices ¹⁾

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2003	2002	2001
États des résultats			
Produits	5 357	5 214	5 275
Bénéfice net			
Activités poursuivies	801	747	686
Activités abandonnées	50	–	(67)
Total	851	747	619
Bilans			
Total de l'actif	20 544	19 966	19 905
Dettes à long terme	9 465	8 815	9 347
Dettes sans recours des coentreprises	761	1 222	1 295
Titres privilégiés	22	238	237
Données sur les actions ordinaires			
Bénéfice net – de base			
Activités poursuivies	1,66 \$	1,56 \$	1,44 \$
Activités abandonnées	0,10	–	(0,14)
	1,76 \$	1,56 \$	1,30 \$
Bénéfice net – dilué	1,76 \$	1,55 \$	1,30 \$
Dividendes déclarés	1,08 \$	1,00 \$	0,90 \$

1) Les principales données financières consolidées des trois derniers exercices ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. On trouve, à la note 1 et à la note 17 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2003 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 et annuelles consolidés ¹⁾

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

	Premier	Deuxième	Troisième	Quatrième	Annuel
2003					
Produits d'exploitation	1 336	1 311	1 391	1 319	5 357
Bénéfice net					
Activités poursuivies	208	202	198	193	801
Activités abandonnées	–	–	50	–	50
	208	202	248	193	851
Données sur les actions					
Bénéfice net par action – de base					
Activités poursuivies	0,43 \$	0,42 \$	0,41 \$	0,40 \$	1,66 \$
Activités abandonnées	–	–	0,10	–	0,10
	0,43 \$	0,42 \$	0,51 \$	0,40 \$	1,76 \$
Bénéfice net par action – dilué	0,43 \$	0,42 \$	0,51 \$	0,40 \$	1,76 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,27 \$	0,27 \$	0,27 \$	0,27 \$	1,08 \$
2002					
Produits d'exploitation	1 246	1 345	1 285	1 338	5 214
Bénéfice net					
Activités poursuivies	187	205	175	180	747
Activités abandonnées	–	–	–	–	–
	187	205	175	180	747
Données sur les actions					
Bénéfice net par action – de base					
Activités poursuivies	0,39 \$	0,43 \$	0,37 \$	0,37 \$	1,56 \$
Activités abandonnées	–	–	–	–	–
	0,39 \$	0,43 \$	0,37 \$	0,37 \$	1,56 \$
Bénéfice net par action – dilué	0,39 \$	0,43 \$	0,36 \$	0,37 \$	1,55 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,25 \$	0,25 \$	0,25 \$	0,25 \$	1,00 \$

1) Les principales données financières trimestrielles et annuelles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. On trouve, à la note 1 et à la note 17 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2003 de TransCanada, des renseignements détaillés sur les facteurs influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

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, prière de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières au Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. TransCanada n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif que ce soit à la suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour toute autre raison.

États financiers consolidés de 2003

RÉSULTATS

ÉLOQUENTS





RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés qui figurent au 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 2003 et 2002, devrait 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 qui sont survenus entre 2001 et 2002. La note 18 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence, sur les états financiers consolidés, des différences importantes entre les PCGR du Canada et 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 président et chef de la direction,

Harold N. Kvisle
Le 23 février 2004

Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification composé d'administrateurs qui ne sont pas reliés à la société et qui n'en sont pas des dirigeants. Au cours de l'exercice, le comité de vérification rencontre au moins cinq fois la direction ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et la vérification. Ce comité examine les états financiers consolidés de la société avec la direction et les vérificateurs externes 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., 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., 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 principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport de KPMG s.r.l., qui est reproduit à la page 65, fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

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

Russell K. Girling

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2003	2002	2001
Produits	5 357	5 214	5 275
Charges d'exploitation			
Coût des marchandises vendues	692	627	712
Autres coûts et charges	1 682	1 546	1 618
Amortissement	914	848	793
	3 288	3 021	3 123
Bénéfice d'exploitation	2 069	2 193	2 152
Autres charges (produits)			
Charges financières (note 7)	821	867	889
Charges financières des coentreprises	77	90	107
Bénéfice de participation (note 6)	(165)	(33)	(24)
Intérêts créditeurs et autres produits	(60)	(53)	(53)
	673	871	919
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	1 396	1 322	1 233
Impôts sur les bénéfices (note 12)	535	517	480
Part des actionnaires sans contrôle (note 9)	60	58	67
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	801	747	686
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées (note 17)	50	–	(67)
Bénéfice net	851	747	619
Bénéfice net (perte nette) par action (note 10)			
Activités poursuivies	1,66 \$	1,56 \$	1,44 \$
Activités abandonnées	0,10	–	(0,14)
De base	1,76 \$	1,56 \$	1,30 \$
Dilué	1,76 \$	1,55 \$	1,30 \$

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)	2003	2002	2001
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	801	747	686
Amortissement	914	848	793
Impôts futurs	230	247	127
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(128)	(6)	–
Part des actionnaires sans contrôle	60	58	67
Autres	(67)	(67)	(49)
Fonds provenant des activités poursuivies	1 810	1 827	1 624
Diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 15)	112	33	170
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	1 922	1 860	1 794
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités abandonnées	(17)	59	(659)
	1 905	1 919	1 135
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(391)	(599)	(492)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(570)	(228)	(585)
Cession d'éléments d'actif	–	–	1 170
Montants reportés et autres	(190)	(115)	30
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 151)	(942)	123
Activités de financement			
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(588)	(546)	(517)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(62)	(46)	186
Dette à long terme émise	930	–	–
Réduction de la dette à long terme	(744)	(486)	(793)
Dette sans recours émise par les coentreprises	60	44	23
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(71)	(80)	(132)
Rachat de débentures subordonnées de rang inférieur	(218)	–	–
Actions ordinaires émises	65	50	24
Parts de coentreprises émises	–	–	59
Titres privilégiés rachetés	–	–	(318)
Sorties nettes liées aux activités de financement	(628)	(1 064)	(1 468)
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	126	(87)	(210)
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	212	299	509
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	338	212	299

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

BILANS CONSOLIDÉS

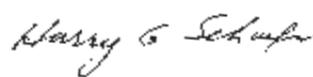
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	338	212
Débiteurs	605	691
Stocks	165	178
Autres	88	107
	1 196	1 188
Placements à long terme (note 6)	733	345
Immobilisations corporelles (notes 3, 7 et 8)	17 451	17 496
Autres éléments d'actif (note 4)	1 164	937
	20 544	19 966
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 13)	367	297
Créditeurs	1 025	990
Intérêts courus	208	227
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 7)	550	517
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an (note 8)	19	75
	2 169	2 106
Montants reportés	466	549
Dette à long terme (note 7)	9 465	8 815
Impôts futurs (note 12)	427	226
Dette sans recours des coentreprises (note 8)	761	1 222
Titres privilégiés (note 9)	22	238
	13 310	13 156
Part des actionnaires sans contrôle (note 9)	1 143	1 063
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 10)	4 679	4 614
Surplus d'apport	267	265
Bénéfices non répartis	1 185	854
Écart de conversion (note 11)	(40)	14
	6 091	5 747
Engagements, éventualités et garanties (note 16)	20 544	19 966

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)	2003	2002	2001
Solde au début de l'exercice	854	586	395
Bénéfice net	851	747	619
Dividendes sur les actions ordinaires	(520)	(479)	(428)
	1 185	854	586

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



RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de TransCanada Corporation

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada Corporation aux 31 décembre 2003 et 2002 ainsi que 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 2003. 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 2003 et 2002, 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 2003 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Comptables agréés

Calgary, Canada

Le 23 février 2004



TransCanada Corporation (la société ou TransCanada) est l'une des plus importantes sociétés énergétiques d'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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TRANSPORT DE GAZ

L'entreprise de transport de gaz détient et exploite 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 est de l'Alberta jusqu'au Québec (le réseau principal au Canada), 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) et un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend du centre de l'Alberta jusqu'aux frontières de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et des États-Unis (le réseau de Foothills). Le secteur Transport de gaz détient en outre les participations que possède la société dans d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis. De plus, cette entreprise exerce des activités de recherche en vue de l'aménagement de nouvelles installations de transport et de stockage de gaz naturel ainsi que d'usines de regazéification de 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 et 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 du Canada (PCGR du Canada), lesquels, à certains égards, diffèrent des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis). La note 18 explique les principales différences. Sauf indication contraire, les montants sont présentés en dollars canadiens. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé.

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. Par conséquent, TCPL est devenue une filiale en propriété exclusive de TransCanada. Les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 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 les exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001 sont celles de TCPL, de ses filiales et de la quote-part des comptes des coentreprises dans lesquelles elle détenait une participation à ces dates.

Le 15 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. Le 3 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 entièrement 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.

Les états financiers de TransCanada ont été dressés selon la méthode de la continuité des intérêts communs. Par conséquent, les états financiers consolidés de TransCanada à la date d'entrée en vigueur de l'arrangement étaient, à tous les égards importants, les mêmes que ceux de TCPL immédiatement avant que l'arrangement n'entre en vigueur, sauf que les titres privilégiés et les actions privilégiées de TCPL ont été présentés en tant que part des actionnaires sans contrôle dans les états financiers consolidés de TransCanada. En outre, dans le calcul du bénéfice net consolidé de TransCanada, les distributions sur les titres privilégiés et les dividendes sur les actions privilégiées ont été comptabilisés en tant que charges afférentes à la part des actionnaires sans contrôle.

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 de l'Alberta est assujéti à la réglementation de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA), tandis que les activités du réseau principal au Canada, du réseau de la Colombie-Britannique, du réseau de Foothills et de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Trans Québec & Maritimes) relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ). La réglementation s'applique à toutes les activités de transport de gaz naturel au Canada en ce qui concerne la détermination des droits, la construction et l'exploitation. En décembre 2002, l'ONÉ a approuvé la demande dans laquelle TransCanada sollicitait l'imputation de droits provisoires pour le service de transport du réseau principal au Canada à compter du 1^{er} janvier 2003. En août 2003, postérieurement à sa décision au sujet de la demande sur les droits et tarifs de 2003, l'ONÉ a approuvé des droits provisoires que la société a imputés pour la période allant du 1^{er} septembre 2003 au 31 décembre 2003. L'ONÉ a décrété que les droits provisoires demeureront en vigueur jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale rende sa décision sur la demande d'examen et de modification de TransCanada relativement au rendement équitable. Les ajustements aux droits provisoires, s'il en est, seront constatés conformément à la décision finale de l'ONÉ. Les gazoducs aux États-Unis et certaines centrales électriques sont également soumis à l'autorité d'organismes de réglementation. Pour que soit réalisé comme il convient le rapprochement des produits et des charges, le moment choisi pour comptabiliser certains produits et charges de ces entreprises peut différer de celui auquel on devrait normalement s'attendre en vertu des principes comptables généralement reconnus.

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 s'approche 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 et matières ainsi que de fournitures, y compris des pièces de rechange et 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 5 %; des taux divers s'appliquent aux postes de mesurage et autres immobilisations. Les frais d'enlèvement d'immobilisations et de restauration des lieux ne peuvent être déterminés; ils sont inscrits lorsqu'ils peuvent être estimés au prix d'un effort raisonnable. Une provision pour 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 entre 2 % et 5 %. L'intérêt est capitalisé dans le cas des grands 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 et à des taux annuels moyens variant entre 3 % et 20 %.

Conventions d'achat d'électricité Les paiements initiaux pour les conventions d'achat d'électricité (CAE) sont reportés et amortis sur la durée des contrats à compter de la date d'acquisition, qui varie entre 9 et 27 ans. Les CAE sont des contrats à long terme d'achat d'électricité selon des modalités établies d'avance.

Options sur actions Le régime d'options sur actions à l'intention des employés clés (KESIP) de TransCanada permet d'octroyer à certains employés clés, dont des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires de la société. La durée contractuelle des options octroyées avant 2003 et en 2003 est de dix ans et de sept ans, respectivement. 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 en 2003, 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 bénéfices Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode de l'impôt exigible est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices aux fins de la tarification dans le cas des activités de transport de gaz naturel au Canada. Selon la méthode de l'impôt exigible, il n'est pas nécessaire de constituer une provision pour impôts futurs. Cette méthode est également utilisée aux fins comptables, puisqu'on peut s'attendre avec une certitude raisonnable 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 bénéfices imposables des exercices durant lesquels les écarts temporaires devraient être soit recouverts, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice durant lequel elles surviennent.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour impôts canadiens, puisqu'elle considère que ces bénéfices sont réinvestis dans ces établissements étrangers pour une période indéterminée.

Conversion des éléments libellés en monnaie étrangère Les établissements étrangers de la société sont autonomes et leurs comptes sont convertis en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Les gains ou pertes de change sont présentés au poste Écarts de conversion, sous les capitaux propres.

Les gains ou les pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère, des débentures subordonnées de rang inférieur et des titres privilégiés qui se rapportent 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 dans le cadre d'opérations de couverture sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique que les gains et les pertes découlant des 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 de l'Alberta, au réseau principal au Canada 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 sa juste valeur annule presque entièrement les variations de la juste valeur de l'élément couvert. Si un instrument dérivé ne répond pas au critère de désignation ou au critère d'efficacité, le gain ou la perte qui en découle est constaté 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 le gain ou la perte découlant de l'opération couverte. 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. 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. 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 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. La société offrait auparavant à ses employés deux régimes supplémentaires, soit un régime de retraite à cotisations déterminées et un régime cumulatif 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. Les unités deviendront acquises après trois ans, sous réserve que certaines conditions soient respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant cette période et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société. La société constate la charge de rémunération sur la période d'acquisition qui est de trois ans, et la valeur des unités, déduction faite des impôts, sera versée au terme de la période d'acquisition.

Note 2 INFORMATIONS SECTORIELLES**Bénéfice net (perte nette) ¹⁾**

Exercice terminé le 31 décembre 2003 (en millions de dollars)	Transport de gaz	Électricité	Siège social	Total
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

Exercice terminé le 31 décembre 2001 (en millions de dollars)

Produits	3 880	1 395	–	5 275
Coût des marchandises vendues ²⁾	–	(712)	–	(712)
Autres coûts et charges	(1 226)	(361)	(31)	(1 618)
Amortissement	(753)	(37)	(3)	(793)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 901	285	(34)	2 152
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(856)	(15)	(85)	(956)
Charges financières des coentreprises	(98)	(9)	–	(107)
Bénéfice de participation	24	–	–	24
Intérêts créditeurs et autres produits	6	13	34	53
Impôts sur les bénéfices	(392)	(106)	18	(480)
Activités poursuivies	585	168	(67)	686
Activités abandonnées				(67)
Bénéfice net				619

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 comporte les achats de produits de base destinés à la revente.

Total de l'actif

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Transport de gaz	16 972	16 979
Électricité	2 746	2 391
Siège social	815	457
Activités poursuivies	20 533	19 827
Activités abandonnées	11	139
	20 544	19 966

Renseignements géographiques

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002 ⁴⁾	2001
Produits³⁾			
Canada – marché intérieur	3 257	2 731	3 303
Canada – exportation	1 293	1 641	1 329
États-Unis	807	842	643
	5 357	5 214	5 275

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)	2003	2002
Canada	15 193	15 479
États-Unis	2 258	2 017
	17 451	17 496

Dépenses en immobilisations

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Transport de gaz	256	382	285
Électricité	132	193	121
Siège social et autres	3	24	86
	391	599	492

Note 3 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003			2002		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Transport de gaz						
Réseau de l'Alberta						
Gazoduc	4 934	1 908	3 026	4 922	1 755	3 167
Postes de compression	1 507	549	958	1 517	479	1 038
Postes de mesurage et autres	862	211	651	919	237	682
	7 303	2 668	4 635	7 358	2 471	4 887
En construction	13	–	13	4	–	4
	7 316	2 668	4 648	7 362	2 471	4 891
Réseau principal au Canada						
Gazoduc	8 683	3 176	5 507	8 674	2 933	5 741
Postes de compression	3 318	832	2 486	3 291	709	2 582
Postes de mesurage et autres	404	132	272	429	118	311
	12 405	4 140	8 265	12 394	3 760	8 634
En construction	12	–	12	15	–	15
	12 417	4 140	8 277	12 409	3 760	8 649
Foothills ¹⁾						
Gazoduc	834	286	548			
Postes de compression	378	130	248			
Postes de mesurage et autres	185	115	70			
	1 397	531	866			
Gaz – autres	3 359	1 052	2 307	4 191	1 633	2 558
	24 489	8 391	16 098	23 962	7 864	16 098
Électricité						
Installations de production d'électricité	1 439	381	1 058	1 489	398	1 091
Autres	77	41	36	77	38	39
	1 516	422	1 094	1 566	436	1 130
En construction	209	–	209	204	–	204
	1 725	422	1 303	1 770	436	1 334
Siège social	122	72	50	120	56	64
	26 336	8 885	17 451	25 852	8 356	17 496

1) Le 15 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.

Note 4 AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
CAE – Canada ¹⁾	278	297
CAE – États-Unis ¹⁾	248	325
Contrats de couverture	166	99
Prêts et avances	111	–
Actifs des régimes de retraite	143	70
Autres	218	146
	1 164	937

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003			2002		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE – Canada	329	51	278	329	32	297
CAE – États-Unis	276	28	248	339	14	325

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, une charge de 37 millions de dollars a été imputée au titre des CAE (28 millions de dollars en 2002; 18 millions de dollars en 2001). En 2002, la société a acheté des CAE aux États-Unis d'une valeur de 114 millions de dollars.

Note 5 PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES

(en millions de dollars)	Participation	Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Quote-part de TransCanada Actif net Aux 31 décembre	
		2003	2002	2001	2003	2002
Transport de gaz						
Great Lakes	50,0 % ¹⁾	81	102	89	419	492
Iroquois	41,0 % ²⁾	31	30	27	169	160
TC PipeLines, LP	33,4 %	21	24	23	130	158
Trans Québec & Maritimes	50,0 %	14	13	15	77	79
CrossAlta	60,0 % ¹⁾	11	21	15	41	35
Foothills	³⁾	19	29	26	–	204
Autres	Diverses	7	7	4	22	17
Électricité						
S.E.C. TransCanada Électricité	35,6 % ⁴⁾	25	26	21	234	244
ASTC Power Partnership	50,0 % ⁵⁾	–	–	–	99	105
		209	252	220	1 191	1 494

1) Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes); CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta).

2) En mai 2001, la société a porté sa participation dans Iroquois Gas Transmission System (Iroquois) de 35,0 % à 41,0 %.

3) Le 15 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.

4) En octobre 2001, la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité a été réduite, passant de 41,6 % à 35,6 %.

5) En décembre 2001, la société s'est portée acquéreur d'une participation de 50,0 % dans ASTC Power Partnership, qui est située en Alberta et qui détient une convention d'achat d'électricité. En 2002, le volume d'électricité sous-jacent lié à la participation de 50,0 % dans la société en commandite a été effectivement transféré à TransCanada.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2003 comprennent une tranche de 509 millions de dollars (433 millions de dollars en 2002) qui représente les bénéfices non répartis de ces coentreprises.

Information financière sommaire relative aux coentreprises

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Résultats			
Produits	623	680	592
Autres coûts et charges	(275)	(251)	(172)
Amortissement	(96)	(119)	(119)
Charges financières et autres	(43)	(58)	(81)
Quote-part du bénéfice avant impôts des coentreprises	209	252	220
Flux de trésorerie			
Exploitation	272	323	279
Activités d'investissement	(124)	(125)	21
Activités de financement	(156)	(210)	(291)
Quote-part de (la diminution) l'augmentation de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	(8)	(12)	9
Bilans			
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	
Encaisse et placements à court terme	55	63	
Autres éléments d'actif à court terme	122	127	
Placements à long terme	118	148	
Immobilisations corporelles	1 688	2 503	
Autres actifs et montants reportés (montant net)	114	103	
Passif à court terme	(94)	(164)	
Dette sans recours	(761)	(1 222)	
Impôts futurs	(51)	(64)	
Quote-part de l'actif net des coentreprises	1 191	1 494	

Note 6 PLACEMENTS À LONG TERME

Quote-part de TransCanada

(en millions de dollars)	Participation	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
		Exercices terminés les 31 décembre	2003	2002	2001	Aux 31 décembre	2003
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation							
Électricité							
Bruce Power L.P.	31,6 %	99	–	–	513	–	
Transport de gaz							
Northern Border	10,0 % ¹⁾	22	25	23	103	129	
TransGas de Occidente S.A.	46,5 %	27	5	2	80	75	
Portland	61,7 % ²⁾	14	2	(1)	–	68	
Autres	Diverses	3	1	–	37	73	
		165	33	24	733	345	

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 2003 comprennent une tranche de 166 millions de dollars (47 millions de dollars en 2002) qui représente les bénéfices réinvestis dans ces entreprises, dans lesquelles la société a des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Participation dans Bruce Power L.P. Le 14 février 2003, la société a fait l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power L.P. (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. Le billet 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 sera 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 sera 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. Le montant imputé à titre de passifs des régimes de retraite sera amorti par imputation aux résultats sur la durée moyenne résiduelle d'activité prévue des employés de Bruce Power, soit 11 ans, ce qui donnera lieu à un amortissement annuel de 3 millions de dollars.

Note 7 DETTE À LONG TERME

		2003		2002	
	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 de l'Alberta					
Débitures et billets					
En dollars CA	2007 à 2024	627	11,6 %	798	11,0 %
En dollars US (500 \$ US en 2003 et 2002)	2004 à 2023	646	8,3 %	790	8,3 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	767	7,4 %	767	7,4 %
En dollars US (233 \$ US en 2003 et 2002)	2026 à 2029	301	7,7 %	368	7,7 %
Emprunts non garantis					
En dollars US (néant en 2003; 107 \$ US en 2002)	2003	–		169	2,1 %
		2 341		2 892	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(16)		(271)	
		2 325		2 621	
Réseau principal au Canada					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres Sterling (£25 en 2003 et 2002)	2007	58	16,5 %	64	16,5 %
Débitures					
En dollars CA	2008 à 2020	1 354	10,9 %	1 354	10,9 %
En dollars US (800 \$ US en 2003 et 2002)	2012 à 2023	1 034	9,2 %	1 264	9,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2004 à 2031	2 312	6,9 %	2 405	7,0 %
En dollars US (120 \$ US en 2003 et 2002)	2010	155	6,1 %	190	6,1 %
		4 913		5 277	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(60)		(330)	
		4 853		4 947	
Foothills ³⁾					
Billets de premier rang garantis	2005	80	4,3 %		
Billets de premier rang non garantis	2005 à 2014	300	4,7 %		
		380			
Portland ⁴⁾					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (271 \$ US en 2003)	2018	350	5,9 %		
Autres					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	592	6,2 %	342	6,6 %
En dollars US (665 \$ US en 2003 et 2002)	2004 à 2025	859	6,8 %	1 050	6,8 %
Débitures subordonnées					
En dollars US (57 \$ US en 2003 et 2002)	2006	74	9,1 %	90	9,1 %
Emprunts, débitures et billets non garantis					
En dollars CA	2003	–		110	8,4 %
En dollars US (446 \$ US en 2003; 109 \$ US en 2002)	2006 à 2013	582	4,9 %	172	8,3 %
		2 107		1 764	
		10 015		9 332	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		550		517	
		9 465		8 815	

- 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 : emprunts non garantis en dollars US, Réseau de l'Alberta – 8,3 % en 2002; billets de premier rang non garantis, Foothills – 5,8%; billets de premier rang garantis, Portland – 6,2 %; débentures subordonnées en dollars US, Autres – 9,0 % (9,0 % en 2002); et emprunts, débentures et billets non garantis en dollars US, Autres – 5,2 %.
- 3) Le 15 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.
- 4) Le 3 décembre 2003, TransCanada a haussé sa participation dans Portland, pour la porter de 43,4 % à 61,7 %. Le placement a été entièrement consolidé dans les états financiers de la société par la suite.

Remboursement de capital Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société s'établissent approximativement comme suit : 550 millions de dollars en 2004; 702 millions de dollars en 2005; 399 millions de dollars en 2006; 611 millions de dollars en 2007; et 542 millions de dollars en 2008.

Programmes généraux d'enregistrements en attente Au 31 décembre 2003, la société pouvait émettre des actions ordinaires, des actions privilégiées ou des titres de créance, y compris des billets à moyen terme, totalisant 1,6 milliard de dollars aux termes d'un programme général d'enregistrements en attente au Canada et des titres de créance totalisant 650 millions de dollars US aux termes d'un programme général d'enregistrements en attente aux États-Unis. En 2003, des billets à moyen terme totalisant 450 millions de dollars et des billets de premier rang non garantis totalisant 350 millions de dollars US ont été émis aux termes de ces programmes.

RÉSEAU DE L'ALBERTA

Débentures Les débentures 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 2003.

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

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 la société.

FOOTHILLS

Billets de premier rang garantis Foothills a émis et mis en gage auprès des banques une débenture à demande d'un montant en capital de 200 millions de dollars en garantie des fonds avancés aux termes de l'entente de crédit. Foothills a également accordé une charge variable sur ses projets, propriétés et actifs.

AUTRES

Billets à moyen terme Des billets à moyen terme totalisant 145 millions de dollars US et 150 millions de dollars sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, en 2004 et 2005, respectivement, le remboursement du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés. La société, à son gré, peut rembourser les billets à moyen terme de 145 millions de dollars US en 2004. Si les billets à moyen terme libellés en dollars US demeurent impayés, le taux d'intérêt passera, en 2004, de 6,4 % à 6,1 % majoré de l'écart par rapport aux taux de crédit des sociétés en fonction du marché.

Charges financières

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Intérêt sur la dette à long terme	801	850	890
Reports et amortissements réglementés	(14)	(17)	(30)
Intérêts débiteurs et autres charges financières à court terme	34	34	38
	821	867	898
Charges financières – activités abandonnées	–	–	(9)
	821	867	889

La société a effectué des paiements d'intérêt de 846 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (866 millions de dollars en 2002; 936 millions de dollars en 2001). La société a capitalisé des intérêts de 9 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (néant en 2002 et 2001).

Note 8 DETTE SANS RECOURS DES COENTREPRISES

		2003		2002	
	Dates de remboursement	Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾	Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾
Great Lakes					
Billets de premier rang non garantis (240 \$ US en 2003; 261 \$ US en 2002)	2011 à 2030	310	7,9 %	412	8,0 %
Iroquois					
Billets de premier rang non garantis (151 \$ US en 2003 et 2002)	2010 à 2027	196	7,5 %	239	7,5 %
Emprunt bancaire (43 \$ US en 2003; 16 \$ US en 2002)	2008	56	2,3 %	25	3,2 %
Foothills ³⁾					
Billets de premier rang non garantis				325	3,3 %
Billets de premier rang garantis				62	6,7 %
Trans Québec & Maritimes					
Obligations	2005 à 2010	143	7,3 %	143	7,3 %
Emprunt à terme	2006	34	3,5 %	40	2,8 %
TC PipeLines, LP					
Billets de premier rang non garantis (4 \$ US en 2002)		–		6	3,0 %
Autres	2004 à 2012	41	5,4 %	45	5,6 %
		780		1 297	
Moins : tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an		19		75	
		761		1 222	

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 2003, le taux d'intérêt moyen pondéré réel sur l'emprunt bancaire d'Iroquois résultant d'un swap était de 4,5 % (4,8 % en 2002).

3) Le 15 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.

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 19 millions de dollars pour 2004, 69 millions de dollars pour 2005, 55 millions de dollars pour 2006, 19 millions de dollars pour 2007 et 19 millions de dollars pour 2008.

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'établissait à 67 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (88 millions de dollars en 2002; 100 millions de dollars en 2001).

Note 9 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)	2003	2002
Titres privilégiés d'une filiale	672	674
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Autres	82	–
	1 143	1 063

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)	2003	2002	2001
Titres privilégiés d'une filiale	36	36	45
Actions privilégiées d'une filiale	22	22	22
Autres	2	–	–
	60	58	67

Titres privilégiés d'une filiale Les titres privilégiés 8,25 % d'une filiale, d'un montant de 460 millions de dollars US (titres privilégiés), sont rachetables par l'émetteur à son gré. 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 2003, la composante passif des titres privilégiés s'élevait à 22 millions de dollars (14 millions de dollars US) (20 millions de dollars (13 millions de dollars US) en 2002), et leur composante capitaux propres se chiffrait à 672 millions de dollars (446 millions de dollars US) (674 millions de dollars (447 millions de dollars US) en 2002).

Actions privilégiées d'une filiale

Aux 31 décembre	Nombre d'actions	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2003	2002
	(en milliers)			(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 d'une filiale 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.

Débetures subordonnées de rang inférieur Le 3 juillet 2003, la société a racheté les débetures subordonnées de rang inférieur 8,75 % d'un montant de 160 millions de dollars US. Pour chaque tranche de capital de 25,00 \$ US, les porteurs de ces débetures ont reçu un montant de 25,0122 \$ US qui comprenait l'intérêt couru et impayé à la date de rachat, sans prime ou pénalité. Au 31 décembre 2002, les titres privilégiés comprenaient des débetures subordonnées de rang inférieur totalisant 218 millions de dollars.

Note 10 ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2001	474 913	4 540
Levée d'options	1 718	24
En circulation au 31 décembre 2001	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

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 481,5 millions d'actions et 483,9 millions d'actions (478,3 millions d'actions et 480,7 millions d'actions en 2002; 475,8 millions d'actions et 477,6 millions d'actions en 2001), respectivement. 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 KESIP.

Options sur actions

	Nombre d'options	Prix de levée moyen pondéré	Options pouvant être levées
	(en milliers)		(en milliers)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2001	15 391	18,25 \$	12 102
Octroyées	2 142	18,07 \$	
Levées	(1 718)	14,08 \$	
Annulées ou échues	(1 365)	21,45 \$	
En circulation au 31 décembre 2001	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

Le tableau ci-dessous résume l'information sur les options sur actions en circulation au 31 décembre 2003.

Fourchette des prix de levée	Options en circulation			Options pouvant être levées	
	Nombre d'options	Moyenne pondérée de la durée contractuelle restante	Prix de levée moyen pondéré	Nombre d'options	Prix de levée moyen pondéré
	(en milliers)	(en années)		(en milliers)	
10,03 \$ à 17,08 \$	1 557	5,8	11,85 \$	1 557	11,85 \$
18,01 \$ à 19,00 \$	1 924	6,9	18,17 \$	1 548	18,20 \$
19,16 \$ à 20,58 \$	1 820	4,9	20,14 \$	1 796	20,15 \$
20,59 \$ à 21,86 \$	2 070	7,9	21,41 \$	1 180	21,39 \$
22,33 \$ à 22,85 \$	1 535	9,0	22,36 \$	101	22,79 \$
24,49 \$ à 25,53 \$	1 449	4,4	24,58 \$	1 406	24,55 \$
	10 355	6,5	19,73 \$	7 588	19,09 \$

Au 31 décembre 2003, 5 millions d'actions ordinaires supplémentaires ont été réservées pour émission future en vertu du KESIP. En 2003, TransCanada a émis 1 503 200 options sur actions ordinaires à un prix moyen pondéré de 22,42 \$ en vertu de son régime KESIP; la juste valeur moyenne pondérée de chaque option s'élevait à 2,54 \$. 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 4,1 % pour le taux d'intérêt, de 18 % pour la volatilité et de 4,5 % 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 2003, était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 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 donne accès à 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 11 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 les instruments dérivés, matérialisés ou non, sont comptabilisés dans le compte Écarts 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. La valeur comptable des swaps de taux d'intérêt représente les intérêts nets courus entre la date du dernier versement et la date de clôture de l'exercice. 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 billets 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 contreparties et des débentures subordonnées 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 taux d'intérêt et de change a été estimée en fonction des taux du marché à la fin de l'exercice. Ces justes valeurs se rapprochent des montants que la société devrait recevoir ou payer si ces instruments étaient liquidés à ces dates.

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 ainsi que des limites de l'exposition au risque de crédit. Au 31 décembre 2003, 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 liés à une partie donnée s'élevaient à 127 millions de dollars et à 29 millions de dollars, respectivement. Au 31 décembre 2003, 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 liés à une partie donnée s'élevaient à 67 millions de dollars et à 61 millions de dollars, respectivement.

Montants nominaux de référence 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 2003 et 2002, 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, dont la société se protège en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt

et des contrats de garantie du taux d'intérêt. Le portefeuille d'instruments dérivés de la société comprend des contrats de durées allant jusqu'à quatre ans. Les montants présentés à la juste valeur dans le tableau qui suit, 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 Écarts de conversion, sous les capitaux propres.

Actif (passif)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Swaps de devises				
En dollars US	65	65	(8)	(8)
Contrats de change à terme				
En dollars US	2	3	(4)	(4)

Au 31 décembre 2003, les montants nominaux de référence de swaps de devises étaient de 250 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2002) et les montants nominaux de référence des contrats de change à terme étaient de 125 millions de dollars US (225 millions de dollars US en 2002). En outre, la société disposait de swaps de taux d'intérêt connexes, dont les montants nominaux de référence étaient de 311 millions de dollars (309 millions de dollars en 2002) et de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2002). La juste valeur des swaps de taux d'intérêt était de 1 million de dollars ((4) millions de dollars en 2002).

Rapprochement des écarts de conversion

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Solde au début de l'exercice	14	13
(Pertes) gains à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(136)	3
Gains (pertes) de change liés aux instruments dérivés, et autres	82	(2)
	(40)	14

Gains (pertes) de change Les gains (pertes) de change compris dans les Autres charges (produits) de l'exercice terminé le 31 décembre 2003 s'établissaient à (2) millions de dollars en 2002 ((12) millions de dollars en 2002; 1 million de dollars en 2001).

Gestion du change et des taux d'intérêt Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada 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 ces risques en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments comprennent des contrats pour des périodes allant jusqu'à neuf ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Swaps de devises	(26)	(26)	56	56
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	2	15	4	56
En dollars US	–	8	(1)	4

Au 31 décembre 2003, les montants nominaux de référence de swaps de devises étaient de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US en 2002) et les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 964 millions de dollars (874 millions de dollars en 2002) et de 100 millions de dollars US (175 millions de dollars US en 2002).

La société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt liés à ses autres dettes libellées en dollars US en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments comprennent des contrats pour des périodes allant jusqu'à dix ans. Les justes valeurs des instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars US	2	37	2	55

Au 31 décembre 2003, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 500 millions de dollars US (400 millions de dollars US en 2002).

Gestion du risque lié au prix de l'énergie Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Le portefeuille d'instruments dérivés qu'elle constitue à cette fin se compose principalement de swaps, d'options et de contrats à terme d'une durée pouvant atteindre 13 ans, en vertu desquels les engagements relatifs au prix sont soit fixes, soit variables. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique a été calculée en fin d'exercice en fonction de prix à terme estimatifs pour la période visée. 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-dessous.

Actif (passif)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Électricité – swaps	(5)	(5)	(36)	(36)
Gaz – swaps, contrats à terme et options	(35)	(35)	(28)	(28)
Contrats de rendement thermique	61	61	74	74

Volumes de référence

Au 31 décembre 2003	Électricité (GWh) ¹⁾		Gaz (Gpi ³) ¹⁾	
	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps	1 390	4 864	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	–	–	86,1	88,2
Contrats de rendement thermique	2 331	735	1,0	20,3

Au 31 décembre 2002	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
	Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps	467	5 138	–	–
Gaz – swaps, contrats à terme et options	–	–	86,3	88,6
Contrats de rendement thermique	2 848	–	–	24,8

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

Couverture des opérations libellées en dollars US Lorsque les opérations d'achat et de vente sont libellées en diverses monnaie, la société, afin de réduire les risques et de protéger ses marges, peut conclure des contrats de change à terme et des contrats d'options sur devises qui établissent les taux de change s'appliquant aux flux de trésorerie liés à ces opérations d'achat et de vente.

Autres justes valeurs

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme				
Réseau de l'Alberta	2 341	2 893	2 892	3 420
Réseau principal au Canada	4 913	5 922	5 277	6 080
Foothills ¹⁾	380	382		
Portland ²⁾	350	348		
Autres	2 107	2 214	1 764	1 904
Dettes sans recours des coentreprises	780	889	1 297	1 427
Titres privilégiés	19	19	274	276

1) Le 15 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.

2) Le 3 décembre 2003, TransCanada a haussé sa participation dans Portland, pour la porter de 43,4 % à 61,7 %. Le placement a été entièrement consolidé dans les états financiers de la société par la suite.

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

Note 12 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**Provision pour impôts sur les bénéfices**

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Exigibles			
Canada	264	229	307
Pays étrangers	41	41	46
	305	270	353
Futurs			
Canada	183	193	70
Pays étrangers	47	54	57
	230	247	127
	535	517	480

Répartition géographique du bénéfice

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Canada	1 115	1 042	933
Pays étrangers	281	280	300
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 396	1 322	1 233

Rapprochement de la charge fiscale

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 396	1 322	1 233
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	36,7 %	39,2 %	42,1 %
Charge fiscale prévue	512	518	519
Impôts futurs liés aux activités réglementées non constatés	29	(8)	(55)
Taux d'imposition étrangers effectifs inférieurs	(2)	(13)	(13)
Impôt des grandes sociétés	28	30	31
Taux d'imposition effectif inférieur sur la participation au bénéfice de sociétés affiliées	(11)	(2)	(1)
Autres	(21)	(8)	(1)
Charge fiscale réelle	535	517	480

Actifs et passifs d'impôts futurs

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	28	91
Charges reportées	50	49
Produits reportés	29	55
Crédits d'impôt minimum de remplacement	29	31
Autres	24	41
	160	267
Moins : provision pour moins-value	24	33
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	136	234
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	396	345
Placements dans les filiales et les sociétés en commandites	108	107
Autres	59	8
Passifs d'impôts futurs	563	460
Montant net des passifs d'impôts futurs	427	226

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 1 758 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2003 (1 702 millions de dollars en 2002) et seraient recouvrables à même les produits futurs.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers La société n'a pas constitué de provision au titre des impôts sur les bénéfices non répartis des établissements étrangers, puisqu'elle prévoit y réinvestir ces bénéfices pendant une période indéterminée. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient été augmentés d'environ 54 millions de dollars au 31 décembre 2003 (60 millions de dollars en 2002).

Versements d'impôts sur les bénéfices Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, un montant de 220 millions de dollars a été versé au titre des impôts sur les bénéfices (257 millions de dollars en 2002; 292 millions de dollars en 2001).

Note 13 BILLETS À PAYER

	2003		2002	
	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	367	2,7 %	258	2,9 %
En dollars US	–		39	1,4 %
	367		297	

Au 31 décembre 2003, la société disposait de facilités de crédit totales de 2,2 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 1,9 milliard de dollars représentait des facilités de crédits consenties, dont un montant de 1,5 milliard de dollars se rapportait à une facilité de crédit consortiale mise en place en décembre 2002. Cette dernière comprend une tranche de 1,0 milliard de dollars échéant à trois 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. L'échéance des deux tranches a été reportée en décembre 2003, soit jusqu'en décembre 2006 dans le cas de la tranche de 1,0 milliard de dollars et jusqu'en décembre 2004 dans le cas de la tranche de 500 millions de dollars. Les échéances du reste des facilités consenties ne peuvent être reportées; 60 millions de dollars doivent être remboursés en juin 2004 et 320 millions de dollars, en juin 2005.

Au 31 décembre 2003, la société avait affecté aux lettres de crédit et à l'appui de ses ententes commerciales une tranche d'environ 217 millions de dollars du total de ses lignes de crédit. L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières 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 2003 se sont élevés à environ 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2002).

Note 14 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre des régimes de retraite à prestations déterminées (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 avec effet au 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. 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 le reste de la carrière active des employés, qui est de 12 ans en moyenne.

La société procure également à ses employés des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations spéciales de cessation d'emploi ainsi que des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux qui suppléent à celles des régimes publics. À compter du 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 l'espérance de vie moyenne des anciens employés, qui est d'environ 19 ans.

La charge totale au titre du régime CD a été de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (6 millions de dollars en 2002; 7 millions de dollars en 2001). En 2003, la société a également passé en charges un montant de 1 million de dollars (néant en 2002; néant en 2001) relativement aux régimes d'épargne-retraite à l'intention de ses employés aux États-Unis.

Le tableau qui suit présente des renseignements sur les régimes PD de la société aux 31 décembre.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2003	2002	2003	2002
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations constituées – au début de l'exercice	841	659	95	60
Coût des services rendus de l'exercice	25	11	2	2
Intérêts débiteurs	52	43	6	4
Cotisations des employés	2	1	–	–
Prestations versées	(45)	(58)	(4)	(4)
Perte actuarielle	66	93	7	26
Acquisition d'une filiale	19	–	–	–
Modification des régimes	–	92	–	7
Obligation au titre des prestations constituées – à la fin de l'exercice	960	841	106	95
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	621	573	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	89	9	–	–
Cotisations de l'employeur	110	48	4	4
Cotisations des employés	2	1	–	–
Prestations versées	(45)	(58)	(4)	(4)
Acquisition d'une filiale	22	–	–	–
Actifs à recevoir du régime CD	–	48	–	–
Actifs des régimes à leur juste valeur – à la fin de l'exercice	799	621	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(161)	(220)	(106)	(95)
Perte actuarielle nette non amortie	263	246	39	33
Coûts non amortis au titre des services passés	41	44	6	7
Obligation transitoire non amortie liée à l'entreprise réglementée	–	–	25	27
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant ¹⁾	143	70	(36)	(28)

1) Les actifs et les passifs sont inclus dans les postes Autres éléments d'actif et Montants reportés des bilans consolidés de TransCanada.

Pour l'exercice 2004, la société prévoit que ses cotisations au titre des régimes de retraite totaliseront environ 80 millions de dollars, alors que ses cotisations au titre des autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 5 millions de dollars.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations aux 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2003	2002	2003	2002
Taux d'actualisation	6,00 %	6,25 %	6,25 %	6,50 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,75 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer la charge nette 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		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001
Taux d'actualisation	6,25 %	6,75 %	6,80 %	6,50 %	6,85 %	6,90 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	7,25 %	7,52 %	7,10 %			
Taux de croissance de la rémunération	3,75 %	3,50 %	3,50 %			

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés des deux portefeuilles dans leur ensemble et pour 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 au sujet du niveau et de 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 même les 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 7,5 % pour 2004. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5,0 % en 2009 et demeurer fixe 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 of dollars)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	11	(10)

La charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux de la société se présente comme suit :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001
Coût des services rendus de l'exercice	25	11	12	2	2	2
Intérêts débiteurs	52	43	41	6	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(51)	(45)	(41)	–	–	–
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	8	2	–	1	–	–
Amortissement des coûts au titre des services passés	3	–	–	1	–	–
	37	11	12	12	8	8
Coût net constaté au titre des régimes d'avantages sociaux – activités abandonnées	–	–	2	–	–	–
Coût net constaté au titre des régimes d'avantages sociaux – activités poursuivies	37	11	10	12	8	8

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

Catégorie d'actif	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2003	2002	2003
Titres de créance	47 %	51 %	35 % – 60 %
Titres de participation	53 %	49 %	40 % – 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'une 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 15 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Diminution (augmentation) des débiteurs	26	(45)	38
Diminution (augmentation) des stocks	15	(3)	52
Diminution (augmentation) des autres éléments d'actif à court terme	21	(53)	(12)
Augmentation des créditeurs	52	120	105
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(2)	14	(13)
	112	33	170

Note 16 ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements Les versements annuels futurs aux termes de contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux s'établissent approximativement comme suit, déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Versements nets
2004	25	(7)	18
2005	25	(7)	18
2006	25	(7)	18
2007	24	(7)	17
2008	24	(7)	17

Les contrats de location-exploitation viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2011. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement de cinq ans.

Au 31 décembre 2003, TransCanada détenait une participation de 35,6 % dans S.E.C. TransCanada Électricité, société en commandite ouverte. Le 30 juin 2017, la société en commandite rachètera toutes les parts en circulation non détenues directement ou indirectement par TransCanada à leur juste valeur marchande à cette date, soit la moyenne des justes valeurs marchandes attribuées à ces parts par des évaluateurs indépendants, plus toutes les distributions déclarées mais non versées de fonds distribuables sur ces parts (le prix de rachat). TransCanada est tenue de capitaliser le prix de rachat conformément aux modalités du contrat de société de S.E.C. Électricité.

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. En vertu de l'accord, TransCanada a convenu de financer l'APG pour un tiers des coûts de la phase de définition du projet, soit un montant estimatif d'environ 90 millions de dollars sur trois ans. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, TransCanada a fourni 34 millions de dollars aux termes de ce prêt, montant qui est compris dans le poste Autres actifs. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet.

Éventualités 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 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 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 sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire 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 ou 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. La quote-part de TransCanada du risque net découlant de ces garanties était évaluée à environ 215 millions de dollars au 31 décembre 2003. Les garanties échoient de 2004 à 2018. La valeur comptable actuelle du passif lié à ces garanties est de néant et sa juste valeur est d'environ 4 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 195 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.

Note 17 ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le conseil d'administration a approuvé des plans visant la cession de l'entreprise d'activités internationales de la société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises (plan de décembre) ainsi que la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz, en décembre 1999 et en juillet 2001, respectivement. Les cessions aux termes des deux plans étaient essentiellement achevées au 31 décembre 2001.

Les participations de TransCanada dans Gasoducto del Pacifico, INNERGY Holdings S.A. et P.T. Paiton Energy Company, dont la cession a été approuvée en vertu du plan de décembre, seront comptabilisées en tant qu'activités poursuivies à compter du 31 décembre 2003 en raison du temps qu'il a fallu à la société pour mener à bien la cession de ces actifs. La société a l'intention de poursuivre son plan de cession de ces participations.

La société a réduit certains des risques résiduels associés au passif éventuel lié aux activités de commercialisation du gaz cédées en obtenant d'une filiale de Mirant Corporation (Mirant) certains contrats en vertu desquels elle était toujours exposée à certains risques en 2003 et en effectuant simultanément des opérations de couverture des risques liés aux prix du marché découlant de ces contrats. La société continue d'assumer une responsabilité éventuelle relativement à certaines obligations résiduelles. En 2003, une tranche de 50 millions de dollars du gain reporté initial d'environ 100 millions de dollars après impôts a été constatée dans les résultats. La tranche restante du gain après impôts est incluse dans le poste Montants reportés.

TransCanada a revu, au 31 décembre 2003, sa provision pour pertes liées aux activités abandonnées ainsi que le gain reporté, et a conclu que le reste de la provision était adéquat et que le report du solde du gain après impôts reporté concernant l'entreprise de commercialisation du gaz, soit environ 50 millions de dollars, était approprié.

Les produits d'exploitation découlant des activités abandonnées ont été de 2 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (36 millions de dollars en 2002; 12 895 millions de dollars en 2001). Déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 29 millions de dollars (néant en 2002; (67) millions de dollars en 2001, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de (33) millions de dollars), le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 a été de 50 millions de dollars. La provision pour pertes liées aux activités abandonnées totalisait 41 millions de dollars au 31 décembre 2003 (83 millions de dollars en 2002). La provision pour pertes liées aux activités abandonnées est comprise dans le poste Crédoeurs.

Note 18 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 global selon les PCGR des États-Unis ¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2003	2002	2001
Produits ²⁾	4 919	4 565	4 165
Coût des marchandises vendues ²⁾	592	441	47
Autres coûts et charges	1 663	1 532	1 609
Amortissement	819	729	675
	3 074	2 702	2 331
Bénéfice d'exploitation	1 845	1 863	1 834
Autres (produits) charges			
Bénéfice tiré des participations ^{1) 3)}	(334)	(260)	(221)
Autres charges ^{4) 5)}	863	872	953
Impôts sur les bénéfices	515	499	407
	1 044	1 111	1 139
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	801	752	695
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées selon les PCGR des États-Unis	50	–	(67)
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application des modifications comptables selon les PCGR des États-Unis	851	752	628
Incidence cumulative de l'application des modifications comptables, déduction faite des impôts ^{2) 4)}	(13)	–	(2)
Bénéfice net selon les PCGR des États-Unis	838	752	626
Ajustements influant sur le résultat global en vertu des PCGR des États-Unis			
Écart de conversion, déduction faite des impôts ⁶⁾	(54)	1	–
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs, déduction faite des impôts ⁷⁾	(2)	(40)	(56)
Gain (perte) non matérialisé(e) sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts ⁴⁾	8	(4)	(5)
Résultat global avant l'incidence cumulative de l'application des modifications comptables selon les PCGR des États-Unis	790	709	565
Incidence cumulative de l'application de modifications comptables, déduction faite des impôts ⁴⁾	–	–	(4)
Résultat global selon les PCGR des États-Unis	790	709	561
Bénéfice net (perte nette) selon les PCGR des États-Unis			
Activités poursuivies	1,67 \$	1,57 \$	1,46 \$
Activités abandonnées	0,10	–	(0,14)
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application de modifications comptables selon les PCGR des États-Unis	1,77 \$	1,57 \$	1,32 \$
Incidence cumulative de l'application de modifications comptables, déduction faite des impôts ^{2) 4)}	(0,03)	–	–
De base	1,74 \$	1,57 \$	1,32 \$
Dilué	1,73 \$	1,56 \$	1,32 \$
Bénéfice net par action selon les PCGR du Canada			
De base	1,76 \$	1,56 \$	1,30 \$
Dilué	1,76 \$	1,55 \$	1,30 \$
Dividendes par action ordinaire	1,08 \$	1,00 \$	0,90 \$

Rapprochement du bénéfice découlant des activités poursuivies

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Bénéfice net découlant des activités poursuivies selon les PCGR du Canada	801	747	686
Ajustements pour tenir compte des PCGR des États-Unis			
(Perte) gain non matérialisé(e) sur les instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt ⁴⁾	(9)	30	(14)
Incidence fiscale (de la perte) du gain sur les instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt	3	(12)	6
Gain (perte) non matérialisé(e) sur les contrats de commerce de produits énergétiques ²⁾	28	(21)	(17)
Incidence fiscale du gain (de la perte) non matérialisé(e) sur les contrats de commerce de produits énergétiques	(10)	8	6
Perte découlant des participations ³⁾	(18)	–	–
Incidence fiscale de la perte découlant des participations	6	–	–
Impôts sur les bénéfices découlant de taux d'imposition pratiquement en vigueur ⁸⁾	–	–	28
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	801	752	695

Bilans abrégés selon les PCGR des États-Unis ¹⁾

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Actif à court terme	1 020	1 079
Actifs à long terme de commerce de produits énergétiques ²⁾	–	218
Placements à long terme ^{3) 9)}	1 760	1 683
Immobilisations corporelles ¹⁰⁾	15 798	14 992
Actif réglementaire ¹¹⁾	2 721	2 578
Autres éléments d'actif ⁴⁾	1 192	884
	22 491	21 434
Passif à court terme ¹²⁾	2 073	2 006
Passifs à long terme de commerce de produits énergétiques ²⁾	–	41
Montants reportés ^{2) 4) 9) 10)}	741	789
Dette à long terme ⁴⁾	9 494	8 963
Impôts reportés ¹¹⁾	3 039	2 692
Titres privilégiés ¹³⁾	694	694
Titres privilégiés émis par la fiducie	–	218
Part des actionnaires sans contrôle	471	389
Capitaux propres	5 979	5 642
	22 491	21 434

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

(en millions de dollars)	Écarts de conversion cumulatifs	Passif minimal au titre des régimes de retraite (SFAS No. 87)	Opérations de couverture des flux de trésorerie (SFAS No. 133)	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2001	13	–	–	13
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs, déduction faite d'impôts de 30 \$ ⁷⁾	–	(56)	–	(56)
Perte non matérialisée sur instruments dérivés, déduction faite d'impôts de 2 \$ ⁴⁾	–	–	(5)	(5)
Incidence cumulative de l'adoption de modifications comptables, déduction faite d'impôts de 3 \$ ⁴⁾	–	–	(4)	(4)
Solde au 31 décembre 2001	13	(56)	(9)	(52)
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs, déduction faite d'impôts de 22 \$ ⁷⁾	–	(40)	–	(40)
Perte non matérialisée sur instruments dérivés, déduction faite d'impôts de (1)\$ ⁴⁾	–	–	(4)	(4)
Écart de conversion, déduction faite d'impôts de néant ⁶⁾	1	–	–	1
Solde au 31 décembre 2002	14	(96)	(13)	(95)
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs, déduction faite d'impôts de 1 \$ ⁷⁾	–	(2)	–	(2)
Gain non matérialisé sur instruments dérivés, déduction faite d'impôts de néant ⁴⁾	–	–	8	8
Écart de conversion, déduction faite d'impôts de (64)\$ ⁶⁾	(54)	–	–	(54)
Solde au 31 décembre 2003	(40)	(98)	(5)	(143)

- 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 et les capitaux propres.
- 2) En 2002, aux fins des PCGR des États-Unis, TransCanada a adopté les dispositions transitoires du FASB Emerging Issues Task Force (EITF) 02-3, *Accounting for Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities*, en vertu desquelles la société opérait compensation de la totalité des produits et charges liés aux contrats de commerce énergétique qui sont des instruments dérivés. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement avec retraitement des chiffres des exercices antérieurs. Avant l'adoption de l'EITF 02-3, les contrats de commerce énergétique étaient évalués à leur juste valeur, déterminée à la date du bilan. À compter du 1^{er} janvier 2003, la société a adopté intégralement les dispositions de l'EITF 02-3. Cette modification comptable a été réalisée par imputation au bénéfice de l'exercice courant d'un ajustement cumulatif de (13) millions de dollars après impôts, sans retraitement des chiffres d'exercices antérieurs. La presque totalité des contrats de commerce de produits énergétiques sont comptabilisés en tant qu'opérations de couverture selon les PCGR du Canada. Postérieurement au 1^{er} octobre 2003, les contrats de commerce de produits énergétiques qui étaient admissibles comme instruments de couverture ont été comptabilisés comme instruments de couverture conformément aux dispositions du Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 133. Tous les gains ou pertes sur les contrats qui n'étaient pas admissibles comme instruments de couverture, et les montants attribuables à tout manque d'efficacité des contrats de couverture, sont compris dans les résultats de chaque exercice. Presque tous les montants comptabilisés 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 qui n'étaient pas comptabilisés en tant qu'instruments de couverture.
- 3) a) 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 doivent être passés en charges selon les PCGR des États-Unis.
b) 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, 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.
- 4) En 2001, la société a adopté les dispositions du SFAS No. 133, *Accounting for Derivatives and Hedging Activities*. Le SFAS No. 133 exige que tous les instruments dérivés soient 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 qu'opération de couverture de juste valeur, la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats avec une évolution d'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 qu'opérations de 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 global 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.

Au moment de l'adoption initiale du SFAS No. 133, le 1^{er} janvier 2001, des montants supplémentaires de 93 millions de dollars et de 99 millions de dollars ont été constatés au titre des éléments d'actif et des éléments de passif, respectivement, aux fins des PCGR des États-Unis, pour tenir compte de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant qu'opérations de couverture et de la variation correspondante de la juste valeur des éléments désignés en tant qu'opérations de couverture. Une charge de 2 millions de dollars, après impôts, relativement à la juste valeur des opérations de couverture a été constatée dans les résultats, et un montant de 4 millions de dollars, après impôts, relativement à la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant qu'opérations de couverture des flux de trésorerie a été constaté dans les autres composantes du résultat global en tant qu'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133.

Durant 2003, des gains nets de 47 millions de dollars (38 millions de dollars en 2002; 36 millions de dollars en 2001) découlant des opérations de couverture des variations de la juste valeur de la dette à long terme ainsi que des pertes nettes de 53 millions de dollars (20 millions de dollars en 2002; 44 millions de dollars en 2001) dans la juste valeur des éléments couverts ont été inclus dans les résultats 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 2003, 2002 et 2001, aucun montant n'a été inclus dans les résultats au titre des opérations de couverture des flux de trésorerie. Des montants inclus dans les autres composantes du résultat global au 31 décembre 2003, 9 millions de dollars ((5) millions de dollars en 2002; (3) millions de dollars en 2001) se rapportent aux opérations de couverture du risque de taux d'intérêt, 5 millions de dollars (1 million de dollars en 2002; (2) millions de dollars en 2001) se rapportent aux opérations de couverture du risque de change et (6) millions de dollars (néant en 2002; néant en 2001) se rapportent aux opérations de couverture du risque lié aux prix de l'énergie. De ces montants, (5) millions de dollars devraient être constatés dans les résultats en 2004.

Au 31 décembre 2003, des montants supplémentaires de 107 millions de dollars (198 millions de dollars en 2002) ont été constatés au titre des éléments d'actif et des montants supplémentaires de 110 millions de dollars (203 millions de dollars en 2002) ont été constatés au titre des éléments de passif aux fins des PCGR des États-Unis, pour tenir compte de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant qu'opérations de couverture et de la variation correspondante de la juste valeur des éléments désignés en tant qu'opérations de couverture.

- 5) Les autres charges comprennent une provision pour fonds utilisés pendant la construction de 2 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (4 millions de dollars en 2002; 5 millions de dollars en 2001).
- 6) En vertu des PCGR des États-Unis, les variations des écarts de conversion doivent être comptabilisées en tant que composante du résultat global.
- 7) 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 global. Le montant net constaté au 31 décembre s'établit comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Coût des prestations payées d'avance	143 \$	70 \$
Coût des prestations constituées	-	-
Actifs incorporels	(41)	(44)
Autres composantes du résultat global, montant cumulatif	(151)	(148)
Montant net constaté	(49) \$	(122) \$

L'obligation au titre des prestations constituées relativement aux régimes PD de la société était de 819 millions de dollars au 31 décembre 2003 (738 millions de dollars en 2002).

- 8) En vertu des PCGR des États-Unis, seuls les taux en vigueur peuvent être utilisés pour évaluer les actifs et les passifs d'impôts reportés; l'application de taux pratiquement en vigueur n'est pas autorisée. Les budgets de février 2000 et d'octobre 2000 du gouvernement fédéral n'ont pas été considérés comme adoptés tant que les propositions budgétaires n'ont pas eu force de loi en juin 2001; par conséquent, les recouvrements d'impôts pertinents ont été constatés en 2001.
- 9) 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 société a constaté la juste valeur des garanties (4 millions de dollars) découlant de l'acquisition de la participation dans Bruce Power à titre de passif ainsi qu'un accroissement du coût du placement.
- 10) À compter du 1^{er} janvier 2003, la société a adopté les dispositions du SFAS No. 143, *Accounting for Asset Retirement Obligations*, qui traite des questions de comptabilité générale et d'information se rapportant aux obligations de mise hors service des éléments d'actif. En vertu du SFAS No. 143, la juste valeur du passif lié à une obligation relative à la mise hors service d'un élément d'actif doit être constatée dans l'exercice durant lequel cette obligation est assumée, s'il est possible de faire une évaluation de la juste valeur au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'élément d'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice.

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 des éléments d'actif relativement à ces actifs, 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 tous les coûts liés à la mise hors service des actifs des gazoducs réglementés seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques au Canada et aux États-Unis. La juste valeur estimative du passif relativement aux centrales électriques et aux éléments d'actif connexes s'établissait à 6 millions de dollars au 1^{er} janvier 2003. Les coûts liés à la mise hors service des éléments d'actif, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si le coût avait été imputé dans l'exercice durant lequel il a été engagé, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire lié aux éléments d'actif au 1^{er} janvier 2003. La juste valeur estimative du passif était de 7 millions de dollars au 31 décembre 2003. L'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 143 sur les résultats des exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2002 aurait été inférieure à 1 million de dollars. La société n'a aucune obligation légale relativement à la mise hors service d'éléments d'actif pour ce qui est de sa participation dans Bruce Power et des conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B.

- 11) En vertu des 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 même les produits futurs, un actif réglementaire correspondant est inscrit aux fins des PCGR des États-Unis.
- 12) Le passif à court terme au 31 décembre 2003 comprend des dividendes à payer de 136 millions de dollars (125 millions de dollars en 2002) et des impôts exigibles de 271 millions de dollars (150 millions de dollars en 2002).
- 13) La juste valeur des titres privilégiés au 31 décembre 2003 était de 612 millions de dollars (743 millions de dollars en 2002). Au titre des charges sur les titres privilégiés, la société a effectué des paiements de 57 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (58 millions de dollars en 2002; 77 millions de dollars en 2001).
- 14) L'état consolidé des flux de trésorerie de la société selon les PCGR des États-Unis serait identique à celui dressé selon les PCGR du Canada, exception faite des charges sur les titres privilégiés, qui auraient été classées avec les fonds provenant des activités poursuivies.

Impôts sur les bénéficiaires 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)	2003	2002
Passif d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	1 813	1 703
Impôts sur les besoins futurs en produits d'exploitation	962	876
Placements dans des filiales et des sociétés en commandites	373	379
Autres	87	22
	3 235	2 980
Actif d'impôts reportés		
Perte d'exploitation et perte en capital reportées prospectivement, montant net	28	91
Montants reportés	79	104
Autres	113	126
	220	321
Moins : provision pour moins-value	24	33
	196	288
Passif d'impôts reportés, montant net	3 039	2 692

Rémunération à base d'actions En vertu des règles transitoires prévues par le SFAS No. 148, *Accounting for Stock-Based Compensation – Transition and Disclosure – an amendment of FASB Statement No. 123*, la société a passé en charges les options sur actions octroyées en 2003 et 2002. L'utilisation de la méthode de la juste valeur, en application du SFAS No. 123, *Accounting for Stock-Based Compensation*, pour les options octroyées antérieurement se serait traduite, selon les PCGR des États-Unis, par un bénéfice net de 836 millions de dollars en 2003 (749 millions de dollars en 2002; 621 millions de dollars en 2001) et un bénéfice net par action (bénéfice de base) de 1,74 \$ en 2003 (1,56 \$ par action en 2002; 1,30 \$ par action en 2001).

Divers En 2003, le FASB a publié la FIN 46 (révisé), *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 »). Les droits variables sont les droits ou obligations qui donnent lieu à des gains ou des pertes économiques résultant des variations de la valeur des actifs ou des passifs d'une entité. Le détenteur de la majorité des droits variables d'une entité sera tenu de consolider les résultats de l'entité à détenteurs de droits variables. L'adoption des dispositions de la FIN 46 (révisé) 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. À compter du 1^{er} janvier 2005, conformément aux PCGR du Canada, certains instruments qui sont actuellement classés dans les capitaux propres seront classés comme éléments de passif en vertu des nouvelles normes comptables canadiennes.

Sommaire des renseignements financiers sur les placements à long terme ¹⁵⁾

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	2001
Résultats			
Produits	1 063	798	695
Autres coûts et charges	(528)	(273)	(191)
Amortissement	(141)	(146)	(143)
Charges financières et autres	(53)	(112)	(136)
Quote-part du bénéfice avant impôts découlant des placements à long terme	341	267	225
<hr/>			
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002	
Bilan			
Actif à court terme	385	246	
Immobilisations corporelles	2 944	3 251	
Autres éléments d'actif (montant net)	–	112	
Passif à court terme	(204)	(216)	
Montants reportés (montant net)	(286)	–	
Dette sans recours	(1 060)	(1 646)	
Impôts sur les bénéfices reportés	(19)	(64)	
Quote-part de l'actif net lié aux placements à long terme	1 760	1 683	

¹⁵⁾ Ces renseignements comprennent les placements comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation en vertu des PCGR des États-Unis (y compris ceux qui sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle en vertu des PCGR du Canada).