

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
 TransCanada Tower 450 – First Street SW Calgary (Alberta) T2P 5H1 (403) 920-2000

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs; prière de communiquer avec : **David Moneta** Directeur, Relations avec les médias au **1 (800) 361-6522** (Canada et États continentaux des États-Unis)

Site Web de TransCanada : www.transcanada.com



RAPPORT ANNUEL 2002 TRANSCANADA

RAPPORT ANNUEL 2002



pipelines énergie équipe **PERFORMANCE**

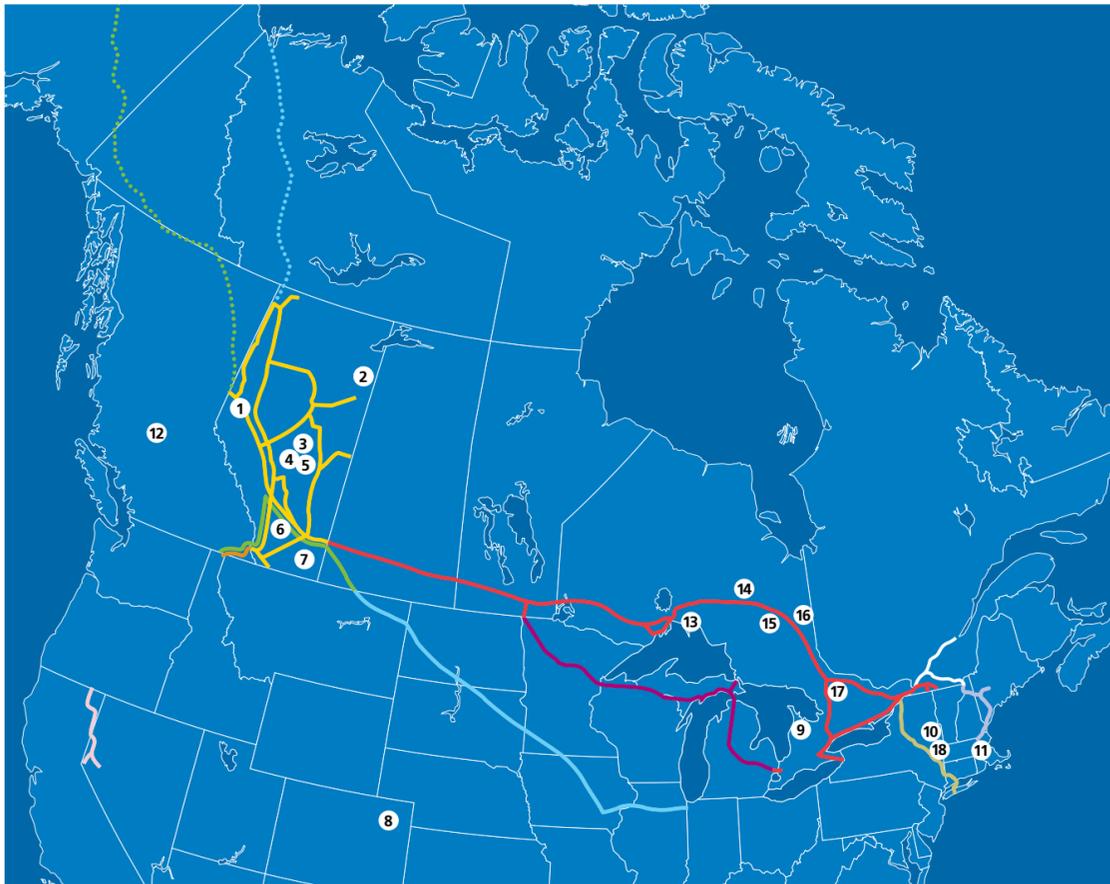


pipelines énergie

Forte d'actifs de premier ordre totalisant 20 milliards de dollars, TransCanada est l'une des principales sociétés énergétiques en Amérique du Nord. Ses activités sont surtout concentrées dans les secteurs du transport de gaz naturel et de la production d'électricité. Notre solidité financière, nos compétences et le savoir-faire de nos employés nous confèrent un net avantage dans une conjoncture où la concurrence est très vive.

Notre réseau de gazoducs de 38 000 kilomètres (24 000 milles) est l'un des plus importants et des plus perfectionnés du monde. Il relie les riches réserves gazières du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien aux marchés à l'échelle du Canada et des États-Unis. Nous sommes bien placés pour jouer un rôle clé dans la création de débouchés pour le gaz naturel des régions nordiques sur le marché nord-américain en plein essor.

Nous nous taillons rapidement une place prépondérante dans le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord, et le portefeuille d'actifs dans lesquels nous détenons une participation peut produire plus de 4 000 mégawatts d'électricité. Nos centrales électriques sont alimentées par une vaste gamme de combustibles et comptent parmi les plus efficaces du continent. En outre, nous commercialisons l'électricité à l'échelle du Canada et dans le nord des États-Unis pour répondre aux besoins d'une clientèle diversifiée du secteur industriel.

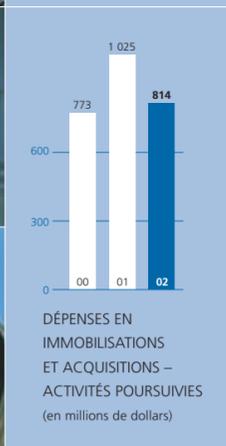
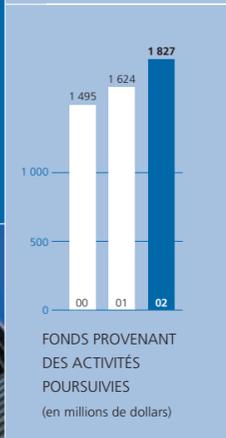
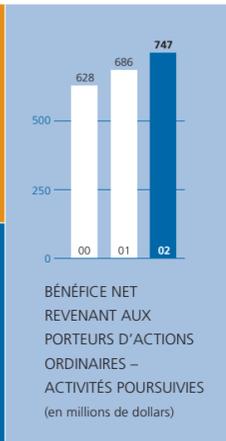


- ### TRANSPORT DE GAZ NATUREL
- Réseau de l'Alberta
 - Réseau principal au Canada
 - Réseau de la Colombie-Britannique
 - Foothills Pipe Lines (50 – 74,5 %)
 - Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (50 %)
 - Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (50 %)
 - Réseau de transport de gaz Iroquois (40,96 %)
 - Réseau de transport de gaz naturel Portland (33,29 %)
 - Northern Border Pipeline Company (10 % indirectement par TC PipeLines, LP)
 - Tuscarora Gas Transmission Company (1 % directement; 16,4 % indirectement par TC PipeLines, LP)
 - Prolongement de la vallée du Mackenzie (proposé par les producteurs)
 - Gazoduc de la route de l'Alaska (proposé par Foothills Pipe Lines)

- ### PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ
- | | |
|----------------------------------|------------------|
| 1 Bear Creek | 12 Williams Lake |
| 2 MacKay River (en construction) | 13 Nipigon |
| 3 Redwater | 14 Calstock |
| 4 CAE de Sundance A | 15 Kapuskasing |
| 5 CAE de Sundance B (50 %) | 16 Tunis |
| 6 Carseland | 17 North Bay |
| 7 Cancarb | 18 Castleton |
| 8 ManChief | |
| 9 Bruce Power L.P. (31,6 %) | |
| 10 Curtis Palmer | |
| 11 Ocean State | |
- S.E.C. TransCanada Électricité (35,6 %)
- Participation de 100 %, sauf indication contraire.

STRATÉGIES DE CROISSANCE ET DE CRÉATION DE VALEUR

- MAXIMISER LE POTENTIEL DE NOTRE ENTREPRISE DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL EN AMÉRIQUE DU NORD ET EN SOUTENIR LA CROISSANCE
- ÉTABLIR UN NOUVEAU MODÈLE D'ENTREPRISE RÉGLEMENTÉE
- ASSURER LA CROISSANCE DE NOTRE ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ
- ATTEINDRE NOS OBJECTIFS D'EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE
- MAINTENIR NOTRE SOLIDE SITUATION FINANCIÈRE ET EN TIRER PARTI



DIRIGEANTS



Harold N. Kvisle
Président et chef de la direction

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

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



Dennis J. McConaghy
Vice-président directeur, Mise en valeur du gaz

Alexander J. Pourbaix
Vice-président directeur, Mise en valeur de l'électricité

Sarah E. Raiss
Vice-présidente directrice, Services généraux

Ronald J. Turner
Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie

TRANSCANADA ET LA COLLECTIVITÉ

On peut obtenir un exemplaire des rapports suivants à www.transcanada.com : Annual Report on Environment, Health and Safety, and Community et Submission to the Climate Change Voluntary Challenge and Registry. Pour recevoir un exemplaire de ces rapports par la poste, prière de s'adresser à : **Communications and Government Relations** P.O. Box 1000, Station M, Calgary (Alberta) T2P 4K5 (403) 920-2000

TABLE DE CONVERSION DES MESURES

SI	Impérial	Facteur
kilomètres	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	millions de BTU	0,95
mètres cubes*	pièdes cubes	35,3
degrés Celsius	degrés Fahrenheit	multiplier par 1,8 et ajouter 32 degrés; pour convertir en degrés Celsius, soustraire 32 degrés et diviser par 1,8

* Compte tenu d'une pression de base du gaz naturel de 101,325 kilopascals et d'une température de base de 15 degrés Celsius.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS

EN 2002, TRANSCANADA A RESPECTÉ SON ENGAGEMENT DE MAXIMISER LA VALEUR POUR LES ACTIONNAIRES. LE RENDEMENT TOTAL POUR LES ACTIONNAIRES, Y COMPRIS LES DIVIDENDES, S'EST ÉLEVÉ À 21 POUR CENT.

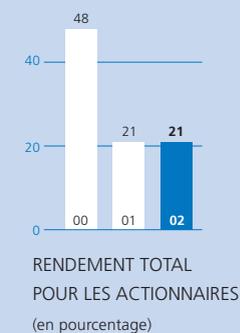
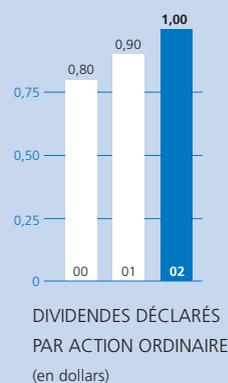
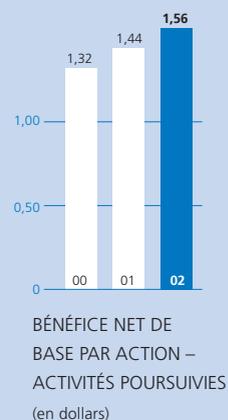
Nous avons continué de faire des investissements rentables dans nos entreprises essentielles, nous avons diminué notre dette et nous avons réduit nos frais d'exploitation. Nos efforts nous ont permis d'accroître notre bénéfice et nos flux de trésorerie et de consolider notre bilan. En janvier 2003, le conseil d'administration de TransCanada a majoré le dividende trimestriel sur les actions ordinaires de la Société, qui passe de 0,25 \$ par action à 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
États des résultats			
Bénéfice net (perte nette) revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies	747	686	628
Activités abandonnées	–	(67)	61
	747	619	689
États des flux de trésorerie			
Fonds provenant des activités poursuivies	1 827	1 624	1 495
Dépenses en immobilisations et acquisitions – activités poursuivies	814	1 025	773
Bilans			
Actif à long terme	19 916	19 954	24 817
Dette à long terme	8 815	9 347	9 928
Avoir des actionnaires ordinaires	5 747	5 426	5 211

DONNÉES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
Bénéfice net (perte nette) par action – de base			
Activités poursuivies	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	(0,14)	0,13
	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$
Bénéfice net par action – dilué	1,55 \$	1,30 \$	1,45 \$
Dividendes déclarés par action	1,00 \$	0,90 \$	0,80 \$
Actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i>			
Moyenne de l'exercice	478,3	475,8	474,6
Fin de l'exercice	479,5	476,6	474,9



MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL



EN 2002, LA RÉGIE D'ENTREPRISE S'EST HISSÉE AU PREMIER PLAN POUR LES INVESTISSEURS.

Nous sommes ravis que la régie d'entreprise soit dorénavant reconnue comme un facteur important dans le succès d'une entreprise. Nous sommes cependant déçus que les agissements de quelques personnes très en vue aient entraîné la méfiance généralisée envers les dirigeants d'entreprise et la perception qu'un redressement s'imposait quant à la déontologie et à l'intégrité.

Il s'agit d'une question extrêmement sérieuse pour TransCanada. C'est avec fierté que nous constatons la reconnaissance de notre leadership à l'égard de la régie d'entreprise. Le conseil d'administration et la direction sont depuis longtemps engagés à respecter les normes les plus rigoureuses de régie d'entreprise et de déontologie. Ces normes respectent systématiquement, et même surpassent, les lignes directrices de régie d'entreprise adoptées par la Bourse de Toronto. De plus, TransCanada satisfait déjà à la plupart des nouvelles exigences de la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act* et des lignes directrices proposées par la Bourse.

La motivation intrinsèque de TransCanada est d'agir dans l'intérêt de ses actionnaires. Nous sommes satisfaits que notre engagement envers de saines pratiques déontologiques contribue directement à rehausser la réputation de notre Société et, par ricochet, la valeur offerte aux actionnaires. Nous avons bon espoir qu'en fixant des normes élevées d'honnêteté, d'équité et d'intégrité, TransCanada, de concert avec ses pairs, pourra contribuer à restaurer la confiance du public dans les milieux d'affaires.

La direction et les employés de TransCanada méritent d'être reconnus pour leur engagement à appliquer les valeurs de TransCanada et pour leurs efforts ayant mené à un solide rendement sur les plans financier et opérationnel. En janvier 2003, compte tenu de l'ampleur et de la permanence du bénéfice de TransCanada en 2002, le conseil a été en mesure de majorer le dividende pour le troisième exercice consécutif. Nous félicitons la direction et les employés de leur bon travail et les remercions de leur engagement soutenu envers TransCanada.

Je tiens à souligner les efforts et le dévouement de mes collègues administrateurs. Ron Coleman prendra sa retraite du conseil à l'assemblée des actionnaires en 2003; sa contribution a été précieuse pendant de nombreuses années aux conseils de NOVA Corporation et de TransCanada, et nous lui en savons gré. Nous souhaitons aussi la bienvenue à Barry Jackson, président du conseil de Rolute Energy Inc. et de Deer Creek Energy Limited, et administrateur de Nexen Inc. dont la nomination au conseil a eu lieu en décembre 2002.

Au nom du conseil d'administration,
Le président du conseil,

Richard F. Haskayne

LETTRE AUX ACTIONNAIRES

EN 2002, TRANSCANADA EST DEMEURÉE CHEF DE FILE DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL EN AMÉRIQUE DU NORD ET A POURSUIVI AVEC DISCIPLINE SA CROISSANCE CRÉATRICE DE VALEUR DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.

Le rendement financier de TransCanada pour l'exercice écoulé demeure élevé, comme en témoigne l'augmentation du bénéfice et des flux de trésorerie liés à l'exploitation. Nous avons continué à redresser notre bilan et nos liquidités. En janvier 2003, le conseil d'administration de TransCanada a majoré le dividende par action ordinaire pour le troisième exercice consécutif. Le dividende trimestriel a été majoré de 8 pour cent pour atteindre 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

Ces réalisations ont été possibles malgré le contexte éprouvant et changeant de l'industrie énergétique nord-américaine. Nos réalisations témoignent du dévouement et de l'engagement du personnel de TransCanada. Notre savoir-faire, notre expérience et notre démarche structurée nous permettent de créer de la valeur et font de notre équipe la plus dynamique de notre secteur d'activité. C'est pour moi un honneur d'en faire partie. Je remercie tous les employés de leur contribution à notre succès renouvelé.

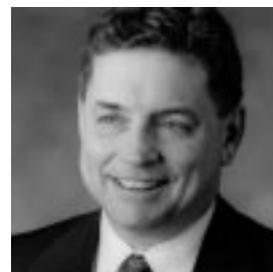
STRATÉGIES ET VISÉES

Nos réalisations sont, de toute évidence, la preuve que l'orientation stratégique adoptée en 2000 a été exceptionnellement efficace. Tandis que nous peaufinons nos principales stratégies pour garder la cadence dans un environnement en rapide évolution, nous avons maintenu nos cinq principales stratégies.

1. Maximiser le potentiel de notre entreprise de transport de gaz naturel en Amérique du Nord et en soutenir la croissance

En 2002, nous avons essentiellement achevé le projet d'expansion Westpath, sur nos réseaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, pour desservir les marchés en plein essor de la Californie et de la région du nord-ouest des États-Unis. Il s'agissait de la première installation et du premier test sur le terrain de canalisations d'acier X100, soit les canalisations à grand diamètre à plus haute résistance du monde. Tout au long de l'exercice, nous avons soutenu nos efforts pour optimiser tous les aspects de nos gazoducs détenus en propriété exclusive, qui, ensemble, forment le plus grand réseau de transport de gaz naturel en Amérique du Nord.

Nous avons aussi acquis une participation dans une société en commandite, Northern Border Partners, L.P., propriétaire à 70 pour cent de Northern Border Pipeline Company. Nous sommes d'avis que les gazoducs de Northern Border constituent l'un des itinéraires de transport privilégiés entre les sources d'approvisionnement des régions nordiques et les marchés du Midwest.



LE RENDEMENT TOTAL POUR LES ACTIONNAIRES

incluant les dividendes a été de 21 pour cent au cours de chacun des deux derniers exercices et de 48 pour cent en 2000.

NOS ATOUTS

sont nos actifs de premier ordre, l'expérience et le savoir-faire de notre personnel ainsi que notre solide position financière.

NOTRE BUT

est d'être un fournisseur de transport de gaz naturel et d'électricité de gros parmi les plus rentables, concurrentiels et fiables en Amérique du Nord.

NOTRE ENTREPRISE DE GAZODUCS

mise sur le développement de l'infrastructure requise pour relier les sources d'approvisionnement futures aux marchés en plein essor.

Les occasions s'avèrent attrayantes pour TransCanada, en raison de la croissance prévue de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, alliée à la possibilité d'acquérir des actifs considérables de concurrents cherchant à rétablir leur bilan.

Sur le plan de l'offre, on s'attend à une croissance de certaines sources traditionnelles, dont le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et la côte du golfe du Mexique. Cependant, même selon une évaluation optimiste, les approvisionnements futurs de ces bassins ne pourront répondre à la demande accrue qui est prévue. Nous croyons fermement que les réserves gazières des régions nordiques et les réserves en mer de gaz naturel liquéfié seront requises au cours des dix prochaines années.

À court terme, nous nous concentrerons sur la liaison des nouveaux approvisionnements du BSOC à notre réseau de l'Alberta. Nous étendrons et élargirons également nos réseaux longue distance selon les besoins et envisagerons d'accroître notre participation dans des réseaux de canalisations en propriété non exclusive.

À long terme, nous poursuivrons nos efforts en vue de la mise en valeur des régions nordiques. Nous rechercherons aussi les occasions de travailler en étroite collaboration avec les producteurs et les intervenants régionaux pour bâtir les infrastructures nécessaires à l'importation de gaz naturel liquéfié.

TransCanada soutient le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie et celui de la route de l'Alaska. À l'heure actuelle, nous entrevoyons que le gazoduc de la vallée du Mackenzie sera le premier à aller de l'avant. Nos connexions haute capacité entre le BSOC et les principaux marchés nord-américains nous permettront de transporter au moment opportun les approvisionnements gaziers des régions nordiques. Notre vaste expérience de l'aménagement de canalisations à grand diamètre et de l'exploitation de gazoducs en climat froid, alliée à notre réputation éloquente en matière de sécurité et de fiabilité, constituent pour nous des avantages concurrentiels indéniables.

2. Établir un nouveau modèle d'entreprise réglementée

Sur le plan de la réglementation, l'exercice 2002 s'est avéré difficile. Nous avons été déçus de la décision rendue par l'Office national de l'énergie (ONÉ) au sujet de la décision sur le rendement équitable à l'égard du réseau principal au Canada et de son refus subséquent de la demande présentée par TransCanada sollicitant l'examen de la décision initiale. À notre avis, ce jugement ne tient pas compte des risques commerciaux à long terme inhérents au réseau principal au Canada.

En février 2003, nous avons conclu un règlement d'un an quant aux besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2003. Ce règlement, fruit d'un processus de consultation auquel participaient producteurs, clients industriels, groupes de consommateurs, distributeurs et exportateurs, a été grandement influencé par la décision sur le rendement équitable rendue par l'ONÉ.

Il est difficile d'aborder les questions auxquelles sont confrontés TransCanada et ses groupes intéressés uniquement dans le cadre d'un règlement ou d'une procédure réglementaire. Nous avons toutefois ouvert de nouvelles voies de communication avec nos clients et avons bon espoir que l'issue des négociations futures sera acceptable, tant pour TransCanada que pour nos clients. Nous visons à élaborer un cadre pour la prestation de services souples et à coûts concurrentiels permettant également d'obtenir un rendement équitable compte tenu des risques.

3. Assurer la croissance de notre entreprise d'électricité

Malgré la baisse d'activité au sein de l'industrie énergétique en 2002, l'entreprise d'électricité de TransCanada a affiché des résultats probants :

- nous avons mis en exploitation les centrales de Redwater et de Carseland, et nous avons poursuivi l'aménagement des installations de Bear Creek et de MacKay River en Alberta;
- nous avons acquis la centrale électrique de ManChief, au Colorado, d'une capacité de 300 mégawatts;
- nous avons annoncé l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power, L.P., locataire de la centrale nucléaire de Bruce en Ontario. L'opération a été ratifiée à la mi-février 2003.

La conjoncture de l'industrie énergétique présente des occasions et des défis à TransCanada. Bien que la construction des installations ait ralenti en Amérique du Nord, nous escomptons certaines occasions d'acquisitions intéressantes pendant l'année à venir, de même que la possibilité de développer un créneau où nous pourrions mettre à profit notre savoir-faire dans le secteur de la cogénération. Nous ferons croître notre portefeuille de centrales électriques en nous concentrant sur les occasions à faibles risques dans des marchés que nous connaissons. Nous appliquerons des modèles d'entreprise qui tireront parti d'un solide bilan et qui le favoriseront. Nous aurons recours à la commercialisation d'électricité afin d'optimiser la valeur de nos actifs et de produire un bénéfice et des flux de trésorerie prévisibles et stables.

4. Atteindre nos objectifs d'excellence opérationnelle

Au cours des trois derniers exercices, nous avons réduit de façon appréciable et permanente nos frais d'exploitation, ce qui profite à nos clients à plus long terme. Nous avons de plus amélioré la qualité et la rapidité de notre service à la clientèle. Nos objectifs sont les suivants :

- être l'exploitant le plus efficace de gazoducs et de centrales électriques en Amérique du Nord;
- offrir les services requis aux moindres coûts;
- faire des investissements stratégiques et opportuns;
- être attentif à notre clientèle.

NOTRE PORTEFEUILLE DE CENTRALES ÉLECTRIQUES

comprend désormais des participations dans des installations d'une capacité totale de plus de 4 000 mégawatts, situées sur certains des marchés les plus prometteurs en Amérique du Nord.

TRANSCANADA S'EFFORCE

de proposer un forfait commercial sans pareil alliant qualité, bas prix et convivialité.

Nous maintenons notre ferme engagement au modèle d'entreprise visant l'excellence opérationnelle, car nous sommes conscients que nos clients comptent sur nous pour obtenir du gaz et de l'électricité de façon sécuritaire, fiable et à faibles coûts.

5. Maintenir notre solide situation financière et en tirer parti

La situation financière de TransCanada s'est raffermie au cours de 2002. Aujourd'hui, notre bilan est plus solide qu'il ne l'a été au cours des 15 dernières années. Pendant les trois derniers exercices, nos flux de trésorerie positifs, additionnés au produit de la vente de nos actifs non essentiels, nous ont permis :

- d'investir plus de 2,5 milliards de dollars dans nos entreprises essentielles;
- de rembourser plus de 4 milliards de dollars sur la dette à long terme et les titres privilégiés.

Nous prévoyons des flux de trésorerie liés à l'exploitation substantiels en 2003 et au cours des exercices subséquents. Grâce à nos solides flux de trésorerie disponibles, nous sommes bien placés pour assurer croissance et création de valeur.

PERSPECTIVES D'AVENIR

En 2003, nous continuerons de cibler nos efforts sur nos principales stratégies et mettrons un accent particulier sur une croissance bien planifiée et bien exécutée qui créera de la valeur pour les actionnaires sans compromettre notre stabilité financière.

TransCanada est bien placée pour tirer profit des occasions et rehausser la valeur dans un contexte ayant mis à l'épreuve nombre de ses concurrents. Notre motivation est la valeur que nous offrons à nos actionnaires, plutôt que l'envergure de nos actifs, car nous mesurons notre succès par la rentabilité, la création de valeur et les résultats à long terme.

Depuis plus d'un demi-siècle, TransCanada exerce ses activités sur les marchés énergétiques nord-américains et compte le faire pendant longtemps. C'est l'idéal qui nous guidera dans notre évaluation des occasions et des défis de 2003.

Le président et chef de la direction,



Harold N. Kvisle

Le 25 février 2003

NOUS DIRIGEONS NOTRE

attention sur la gestion disciplinée et la croissance de nos entreprises de transport de gaz naturel et de production d'électricité.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

L'analyse par la direction qui suit doit être lue à la lumière des états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou la Société) et des notes afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

Revue des résultats financiers consolidés

POINTS SAILLANTS

Accroissement du bénéfice Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies (bénéfice net) de TransCanada a augmenté de 61 millions de dollars ou 9 pour cent, pour s'établir à 747 millions de dollars (1,56 \$ par action) en 2002, comparativement à 686 millions de dollars (1,44 \$ par action) en 2001.

Accroissement des rentrées de fonds Par rapport au chiffre de 1,6 milliard de dollars inscrit en 2001, les fonds provenant des activités poursuivies ont progressé de 203 millions de dollars, ou 13 pour cent, pour atteindre 1,8 milliard de dollars en 2002.

Raffermissement du bilan En 2002, TransCanada a remboursé des emprunts de 486 millions de dollars à l'échéance, réduit de 46 millions de dollars le solde des billets à payer et augmenté ses capitaux propres de 320 millions de dollars, ce qui lui a permis de raffermir son bilan.

Majoration du dividende Le 28 janvier 2003, le conseil d'administration de TransCanada a majoré de 8 pour cent le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation, pour le faire passer de 0,25 \$ par action à 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

Croissance des entreprises essentielles En 2002, TransCanada a investi plus de 800 millions de dollars dans ses entreprises de transport de gaz et d'électricité à même ses flux de trésorerie.

APERÇU DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice net (perte nette) revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies	747	686	628
Activités abandonnées	–	(67)	61
	747	619	689
Bénéfice net (perte nette) par action – de base			
Activités poursuivies	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	(0,14)	0,13
	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$

APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Transport	653	585	623
Électricité	146	168	85
Siège social	(52)	(67)	(80)
Activités poursuivies	747	686	628
Activités abandonnées	–	(67)	61
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	747	619	689

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, le bénéfice revenant aux porteurs d'actions ordinaires s'est élevé à 747 millions de dollars (1,56 \$ par action). Ce chiffre se compare 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), et au bénéfice net de 689 millions de dollars (1,45 \$ par action) inscrit en 2000, englobant un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 61 millions de dollars (0,13 \$ par action).

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 a atteint 747 millions de dollars (1,56 \$ par action), comparativement à 686 millions de dollars (1,44 \$ par action) en 2001 et à 628 millions de dollars (1,32 \$ par action) en 2000. L'augmentation de 2001 à 2002 provient surtout du bénéfice supérieur de l'entreprise de transport et de la compression des charges dans le secteur Siège social, en partie neutralisés par le recul du bénéfice de l'entreprise d'électricité. L'accroissement du bénéfice de l'entreprise d'électricité et la réduction des charges financières et des charges sur les titres privilégiés ont été les principaux facteurs d'augmentation en 2001 comparativement à 2000. En 2001, le bénéfice de l'entreprise d'électricité reflétait la capacité de la Société de profiter d'occasions de marché appréciables suscitées par les prix élevés de l'électricité, et leur volatilité.

En juin 2002, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a fait connaître à TransCanada sa décision au sujet de la demande concernant un rendement équitable (demande sur le rendement équitable) en vue de déterminer le coût du capital à inclure dans le calcul des droits définitifs de 2001 et de 2002 pour son réseau principal au Canada. Les résultats de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 comprennent un bénéfice net après impôts de 36 millions de dollars (0,08 \$ par action), représentant l'incidence de la décision sur le rendement équitable pour 2001 (16 millions de dollars) et 2002 (20 millions de dollars). Les résultats de 2002 reflètent également un montant de 7 millions de dollars se rapportant à la quote-part de TransCanada découlant d'une décision en faveur de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes) au sujet de la taxe d'utilisation au Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. En 2002, TransCanada a choisi de passer en charges les options sur actions, et l'incidence de cette modification comptable sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 a été de 2 millions de dollars.

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies de 2000 était constitué d'un gain de 30 millions de dollars après impôts (0,06 \$ par action) réalisé à la vente d'actifs et de recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars (0,06 \$ par action) découlant des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition par suite des budgets fédéraux de février et d'octobre 2000.

TRANSCANADA – STRATÉGIE

TransCanada a pour mission d'être l'un des fournisseurs les plus rentables, concurrentiels et fiables de services de transport de gaz naturel et de production d'électricité sur les marchés de gros à l'échelle de l'Amérique du Nord, avec de solides racines dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et des relations fructueuses avec les clients clés des régions consommatrices.

Les stratégies de TransCanada pour concrétiser sa mission demeurent les suivantes :

- maximiser le potentiel de l'entreprise de transport de gaz naturel de la Société en Amérique du Nord et en soutenir la croissance;
- établir un nouveau modèle d'entreprise réglementée qui génère de la valeur pour les clients, réduise les risques à long terme pour les pipelines de transport sur de grandes distances au Canada et permette à la Société d'obtenir un rendement équitable et concurrentiel;
- assurer la croissance de l'entreprise d'électricité;
- atteindre les objectifs d'excellence opérationnelle, tout en assurant aux clients un service fiable à faibles coûts;
- maintenir la solide situation financière de la Société et en tirer parti.

TRANSCANADA – FAITS NOUVEAUX

Grâce aux efforts déployés en vue d'assurer la mise en œuvre disciplinée des stratégies, TransCanada a affiché un rendement financier des plus satisfaisants en 2002; son bénéfice net et ses flux de trésorerie liés à l'exploitation ont augmenté, et son bilan est demeuré solide. Ses flux de trésorerie autogénérés substantiels lui ont permis de continuer de rembourser des emprunts à l'échéance, d'investir dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz naturel et l'électricité, et de maintenir de fermes liquidités. En outre, compte tenu de la situation financière et du rendement financier de TransCanada, le conseil d'administration a majoré le dividende trimestriel sur les actions ordinaires de la Société, qui est passé de 0,20 \$ par action en 2000, à 0,225 \$ par action en 2001, à 0,25 \$ par action en 2002, puis à 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

La Société continue de profiter d'un accès très favorable aux marchés financiers. En 2002, TransCanada a mis en place une nouvelle facilité de crédit de 1,5 milliard de dollars auprès d'un consortium bancaire pour remplacer les lignes de crédit devant expirer vers le milieu de 2003. La Société dispose par ailleurs de programmes généraux d'enregistrements en attente auprès des autorités en valeurs mobilières canadiennes et américaines lui permettant d'émettre des titres d'un montant de 2 milliards de dollars et de 1 milliard de dollars US, respectivement.

Conformément à ses stratégies qui visent à maximiser le potentiel du réseau de transport de gaz naturel et de l'entreprise d'électricité et à en assurer la croissance, la Société a investi plus de 800 millions de dollars dans ses actifs de transport de gaz naturel et de production d'électricité en 2002. Dans le secteur du transport, TransCanada a continué de mettre en liaison des approvisionnements gaziers supplémentaires dans le BSOC, a élargi son réseau de gazoducs dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique pour répondre à la demande croissante en Californie et dans la région du nord-ouest des États-Unis, et a fait croître ses investissements dans les entreprises pipelinaires nord-américaines (EPNA). En 2002, 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. Au sein de l'entreprise d'électricité, TransCanada a mis en exploitation deux nouvelles centrales électriques, a mené à bien l'acquisition de la centrale électrique de ManChief et a fait connaître son intention de se porter acquéreur d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P. pour une somme de 376 millions de dollars, sous réserve des ajustements à la clôture de l'opération.

Tout au long de 2002, TransCanada a tenu des discussions approfondies avec les intervenants de l'industrie au sujet d'un modèle d'entreprise futur pour ses gazoducs réglementés au Canada. La demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada, déposée auprès de l'ONÉ en septembre 2002, et les modifications proposées à la structure tarifaire pour le réseau de l'Alberta, déposées auprès de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA) en janvier 2003, tiennent compte des discussions avec les intervenants et de l'opinion de TransCanada au sujet du modèle d'entreprise futur. En juin 2001, TransCanada avait déposé auprès de l'ONÉ une demande concernant le rendement équitable, dans laquelle la Société voulait faire approuver un coût du capital moyen pondéré après impôts (CCMPAI) de 7,5 pour cent à inclure dans les droits de 2001 et 2002 pour le réseau principal au Canada. En juin 2002, à la suite d'une audience, l'ONÉ a rendu sa décision de ne pas adopter la méthode fondée sur le CCMPAI, mais a augmenté l'avoir réputé des actionnaires ordinaires pour le faire passer de 30 pour cent à 33 pour cent. Bien que la Société soit déçue de la décision de l'ONÉ, qui à son avis ne reconnaît pas adéquatement les risques commerciaux à long terme inhérents au réseau principal au Canada, TransCanada maintient son engagement pour son entreprise pipelinère canadienne. En février 2003, l'ONÉ a refusé la demande de TransCanada sollicitant l'examen et la modification de la décision sur le rendement équitable.

TRANSCANADA – PERSPECTIVES

TransCanada poursuivra la mise en œuvre de sa stratégie en 2003. La Société ciblera alors les occasions de croissance et les possibilités de maximiser le potentiel des entreprises de transport de gaz naturel et d'électricité de façon à rehausser la valeur pour les actionnaires et à répondre aux besoins uniques des clients dans un marché en constante évolution. TransCanada ciblera également ses efforts sur la concrétisation d'un modèle d'entreprise axé sur l'excellence opérationnelle et sur l'élaboration du futur modèle d'entreprise pour ses gazoducs réglementés au Canada. Le bénéfice et les flux de trésorerie de la Société, conjugués à son bilan et à ses liquidités favorables au 31 décembre 2002, lui confèrent la souplesse financière requise pour faire des investissements disciplinés dans ses deux entreprises essentielles, tout en accordant une attention particulière à l'acquisition et à l'aménagement d'actifs rentables et bien situés.

En février 2003, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement avec les clients du réseau de l'Alberta. S'il est approuvé par la CESPA, ce règlement fera baisser les besoins en produits fixes, qui passeront de 1,347 milliard de dollars en 2002 à 1,277 milliard de dollars en 2003. Ce règlement devrait faire baisser le bénéfice net de 2003 d'environ 40 millions de dollars après impôts. En collaboration avec ses clients, TransCanada a négocié un règlement qui accorde autant d'importance aux intérêts des clients qu'à ceux des actionnaires. Cependant, la décision sur le rendement équitable rendue par l'ONÉ a influé pour beaucoup sur la négociation de ce règlement, car elle a fourni un repère pour les négociations au sujet du réseau en Alberta.

TRANSCANADA – POSITION DE CONCURRENCE

Forte des atouts présentés ci-après, TransCanada est très bien placée pour faire face à la concurrence :

Transport

- *Accès incomparable aux marchés* Les connexions haute capacité depuis le BSOC jusqu'aux principaux marchés nord-américains permettent à la Société de jouir d'une position stratégique sur le marché gazier continental et d'assurer aux producteurs la qualité de desserte, la pénétration et la souplesse requises pour tirer parti de l'intensification de la demande. Compte tenu de la capacité, de l'infrastructure et de l'accès aux marchés actuels ainsi que de la facilité d'expansion qu'offrent ses réseaux de transport, TransCanada possède un avantage concurrentiel pour attirer les nouveaux approvisionnements gaziers des régions nordiques et de la Colombie-Britannique.
- *Expérience et savoir-faire* Au cours des 50 dernières années, TransCanada a acquis un riche savoir-faire dans le domaine de la construction de gazoducs de grand diamètre dans des climats froids. La Société est l'un des plus importants exploitants, à l'échelle mondiale, de stations de compression à turbines à gaz haute capacité, et l'exploitant d'un des réseaux de gazoducs gérés par ordinateur les plus perfectionnés et les plus vastes du monde.
- *Excellence opérationnelle* La Société jouit d'une réputation éloquent en matière de fiabilité et de sécurité, et elle mise sur l'innovation et les meilleures pratiques pour assurer un service fiable à faibles coûts.

Électricité

- *Compréhension profonde des marchés continentaux* La connaissance approfondie des marchés énergétiques, des occasions d'affaires et des concurrents en Amérique du Nord que possède TransCanada est mise en évidence par sa compréhension profonde de ses principaux marchés. En outre, la Société a acquis une vaste expérience de la déréglementation dans le secteur de l'électricité.
- *Capacité de structurer des accords et de gérer les risques* Principal ingrédient de son succès, le savoir-faire de la Société en matière d'analyse, de structure d'accords et de gestion des risques est appuyé par des activités de commercialisation conçues pour tirer parti des occasions suscitées par la volatilité des marchés.
- *Excellence opérationnelle* L'entreprise d'électricité de TransCanada est caractérisée par l'engagement qu'elle a d'afficher l'un des rendements les plus élevés de l'industrie, comme en font foi ses turbines hautement efficaces qui ont fonctionné à un taux de disponibilité moyen de plus de 95 pour cent en 2002. Son équipe de direction a prouvé sa capacité à maximiser la valeur des actifs actuels et à cerner les nouvelles occasions prometteuses, tant pour les acquisitions que pour l'aménagement d'installations.

TRANSCANADA – DÉFIS ET OCCASIONS

Pour l'entreprise de gazoducs de TransCanada, les deux plus importants défis à long terme sont la concurrence et le risque inhérent au déclin des approvisionnements du BSOC. Depuis plusieurs années, TransCanada déploie des efforts soutenus, en collaboration avec tous les intervenants, pour faire profiter à ses clients de services souples à prix compétitifs et pour produire un rendement équitable sur les actifs pipeliniers compte tenu des risques. Les possibilités d'assurer la croissance de l'entreprise pipelinère de TransCanada demeureront nombreuses. La demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait augmenter de plus de 25 pour cent au cours des dix prochaines années. On s'inquiète du fait que les réserves des bassins d'approvisionnement traditionnels en Amérique du Nord ne puissent peut-être pas répondre à l'intensification de la demande de gaz naturel. Il faudra peut-être faire appel à d'autres sources d'approvisionnements, notamment l'Alaska, le delta du Mackenzie et le gaz naturel liquéfié (GNL), pour répondre à cette demande. TransCanada est bien placée pour aménager et exploiter les infrastructures requises de manière à créer des débouchés pour ces nouveaux approvisionnements.

Les connexions haute capacité depuis le BSOC jusqu'aux principaux marchés nord-américains permettent à la Société de jouir d'une position enviable pour assurer le transport du gaz naturel des régions nordiques. TransCanada peut mettre des avantages concurrentiels concrets au profit de ces projets. Advenant qu'il soit nécessaire d'importer des volumes supplémentaires de GNL pour répondre aux besoins des marchés nord-américains, TransCanada dispose de la technologie et de la capacité pipelinère requises pour alimenter les marchés. Les approvisionnements de gaz des régions nordiques et de GNL font partie des perspectives à long terme de la Société.

Pour assurer sa croissance, l'entreprise d'électricité fait face à certains enjeux, notamment les incertitudes entourant la déréglementation, la disponibilité future de combustible à des prix économiques, la production d'électricité excédentaire et le prix de l'électricité à long terme.

La stratégie préconisée par TransCanada pour assurer la croissance de son entreprise d'électricité est appuyée par les prévisions que la majorité de l'accroissement de la demande de gaz naturel est tributaire de la demande d'électricité. En dépit du fait qu'on ait assisté à une forte hausse de l'offre d'électricité dans certains marchés au cours des dernières années, TransCanada estime qu'il existe des créneaux pour son entreprise d'électricité. L'augmentation de la demande d'électricité et de vapeur dans le secteur des sables pétrolifères albertains et dans d'autres secteurs industriels présente des occasions de croissance appréciables. TransCanada possède une riche expérience et jouit d'avantages concurrentiels pour l'aménagement d'installations de cogénération.

La stratégie de croissance de TransCanada se fonde en grande partie sur l'acquisition d'actifs existants dans les secteurs des gazoducs et de l'électricité. Compte tenu des difficultés financières éprouvées par certains des concurrents de TransCanada, la Société entend tirer parti de possibilités d'acquisition permettant de créer de la valeur pour les actionnaires.

Transport

POINTS SAILLANTS

Accroissement du bénéfice Le bénéfice net de l'entreprise de transport de TransCanada a augmenté de 68 millions de dollars, passant de 585 millions de dollars en 2001 à 653 millions de dollars en 2002. De ce montant, 10 millions de dollars ont été générés par le réseau de l'Alberta, 33 millions de dollars proviennent du réseau principal au Canada et 24 millions de dollars ont été tirés des EPNA.

Réseau de l'Alberta Le règlement tarifaire approuvé pour le réseau de l'Alberta (RTRA) pour 2001-2002 est arrivé à expiration à la fin de 2002. TransCanada, par le truchement de consultations avec les principaux intervenants, a conclu un règlement d'un an visant à fixer les besoins en produits pour 2003. Le règlement, ainsi que les modifications proposées au modèle de tarification et les nouveaux services soumis à la CESPAC pour approbation, constitueront les fondements des droits pour le réseau de l'Alberta en 2003.

Réseau principal au Canada En juin 2002, l'ONÉ a fait connaître à TransCanada sa décision sur le rendement équitable visant à déterminer le coût du capital à inclure dans le calcul des droits de 2001 et de 2002 pour le réseau principal au Canada de la Société. Bien que l'ONÉ ait approuvé une augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 30 à 33 pour cent, cette décision et le refus de la demande d'examen et de modification de la décision sur le rendement équitable déçoivent TransCanada, car ils ne reconnaissent pas à leur juste valeur les risques commerciaux inhérents à l'exploitation à long terme du réseau principal au Canada.

APERÇU DES RÉSULTATS – TRANSPORT

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Gazoducs détenus en propriété exclusive			
Réseau de l'Alberta	214	204	219
Réseau principal au Canada	307	274	281
Réseau de la Colombie-Britannique	6	5	6
	527	483	506
Entreprises pipelinières nord-américaines			
Great Lakes	66	56	52
TC PipeLines, LP	17	15	11
Iroquois	18	16	13
Portland	2	(1)	(2)
Foothills	17	20	22
Trans Québec & Maritimes	8	8	8
Tuscarora	–	–	9
CrossAlta	13	8	6
Mise en valeur des régions nordiques	(6)	(9)	(3)
Autres	(9)	(11)	1
	126	102	117
Bénéfice net	653	585	623

RÉSEAU DE L'ALBERTA

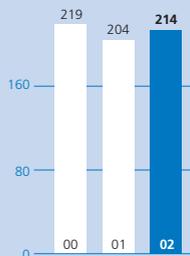
Le réseau de transport de gaz naturel en Alberta, qui appartient à TransCanada en propriété exclusive, rassemble du gaz naturel pour consommation dans la province et achemine du gaz jusqu'à divers points frontaliers où il est raccordé au réseau principal au Canada, au réseau de la C.-B. et à d'autres gazoducs. Ce réseau de 22 700 kilomètres est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

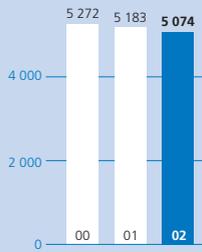
Détenu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada au Canada s'étend sur 14 900 kilomètres depuis la frontière Alberta/Saskatchewan jusqu'à la frontière Québec/Vermont, et est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

RÉSEAU DE LA C.-B.

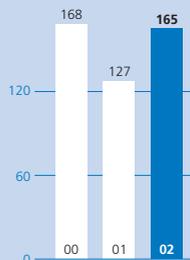
TransCanada détient en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel de 200 kilomètres allant de la frontière ouest de l'Alberta à la frontière des États-Unis; il dessert des marchés en Colombie-Britannique ainsi que dans la région du nord-ouest des États-Unis, en Californie et au Nevada.



RÉSEAU DE L'ALBERTA
BÉNÉFICE NET
(en millions de dollars)



RÉSEAU DE L'ALBERTA
BASE TARIFAIRE
MOYENNE
(en millions de dollars)



RÉSEAU DE L'ALBERTA
DÉPENSES EN
IMMOBILISATIONS
(en millions de dollars)

En 2002, le bénéfice net de l'entreprise de transport s'est élevé à 653 millions de dollars, comparativement à 585 millions de dollars et à 623 millions de dollars en 2001 et 2000, respectivement. La progression du bénéfice de 2001 à 2002 s'explique surtout par la décision sur le rendement équitable pour le réseau principal au Canada, les revenus incitatifs supérieurs tirés des gazoducs détenus en propriété exclusive et le rendement accru de l'investissement de TransCanada dans Great Lakes. Le recul de 2000 à 2001 est principalement attribuable au bénéfice inférieur généré par le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada ainsi qu'aux coûts plus élevés liés aux activités de mise en valeur des régions nordiques de la Société.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – REVUE FINANCIÈRE

Réseau de l'Alberta Le bénéfice net de 214 millions de dollars inscrit en 2002 est de 10 millions de dollars supérieur à celui de 2001 et de 5 millions de dollars inférieur à celui de 2000. L'accroissement contre 2001 provient principalement d'un remboursement d'intérêts de 4 millions de dollars à la suite d'une nouvelle cotisation d'impôt pour un exercice antérieur et de l'expiration des frais de soutien transitoires relativement à la structure de tarification en fonction du point de réception adoptée en 2000. Le bénéfice de 2002 et 2001 a été inférieur aux résultats de 2000 en raison de la baisse du taux de rendement implicite des capitaux propres prévu dans le RTRA, comparativement au règlement incitatif pour la réduction des coûts (RIRC) venu à expiration à la fin de 2000. Aux termes du RTRA, la majorité des besoins en produits pour le réseau de l'Alberta en 2002 et 2001 est fixée à des montants négociés de 1,347 milliard de dollars et 1,390 milliard de dollars, respectivement.

Pour ce qui est des volumes, le réseau de l'Alberta est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord; il a livré 4 146 milliards de pieds cubes de gaz naturel en 2002, comparativement à 4 059 milliards de pieds cubes en 2001 et à 4 490 milliards de pieds cubes en 2000. Les volumes véhiculés par le réseau de l'Alberta en 2002 représentent environ 17 pour cent du total de la production de gaz naturel en Amérique du Nord et quelque 68 pour cent du gaz naturel produit dans le BSOC.

Le réseau est assujéti à la réglementation de la CESPAs 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 CESPAs.

Réseau principal au Canada Le réseau principal au Canada a dégagé un bénéfice net de 307 millions de dollars en 2002, soit 33 millions de dollars et 26 millions de dollars de plus qu'en 2001 et 2000, respectivement. La hausse en 2002 s'explique principalement par la décision sur le rendement équitable de l'ONÉ, rendue en juin 2002, prévoyant la majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 30 à 33 pour cent à compter du 1^{er} janvier 2001. Le bénéfice net de 2002 reflète donc l'incidence de la décision sur le rendement équitable sur les résultats de 2001 et 2002. L'accroissement du bénéfice a été en partie neutralisé par la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé par l'ONÉ, qui est passé de 9,90 pour cent en 2000 à 9,61 pour cent en 2001 et à 9,53 pour cent en 2002, jumelée à une base tarifaire moyenne inférieure.

Les livraisons annuelles de gaz naturel effectuées par le réseau principal au Canada ont totalisé 2 630 milliards de pieds cubes en 2002, comparativement à des livraisons de 2 450 milliards de pieds cubes en 2001 et de 2 675 milliards de pieds cubes en 2000. En 2002, les livraisons aux points frontaliers représentaient environ 53 pour cent du total, comparativement à un pourcentage d'environ 50 pour cent en 2001 et 2000.

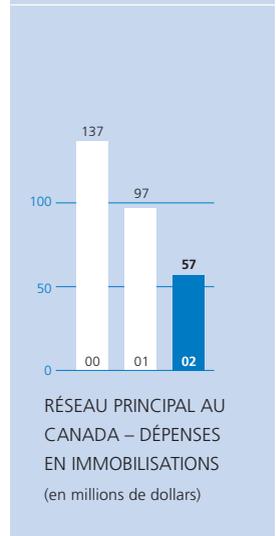
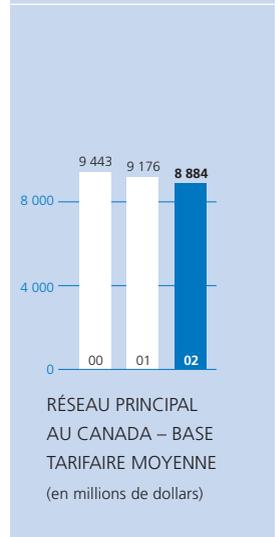
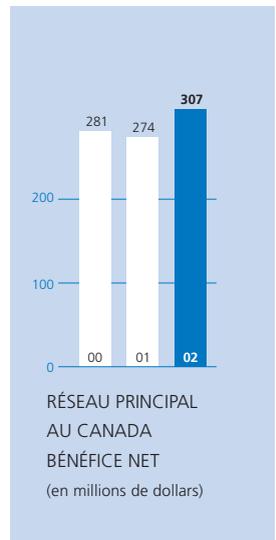
Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ. L'ONÉ fixe des droits qui permettent à TransCanada de recouvrer les coûts prévus pour le transport de gaz naturel et d'obtenir un rendement sur la base tarifaire moyenne de ce réseau. Les nouvelles installations doivent être approuvées 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 taux de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires et à la disponibilité des revenus incitatifs se répercute sur le bénéfice net du réseau principal au Canada.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – FAITS NOUVEAUX

Réglementation Dans le but d'établir un nouveau modèle d'entreprise réglementée, la Société a tenu des discussions approfondies avec les intervenants au début de 2002. Le nouveau modèle d'entreprise réglementée propose de modifier l'entreprise de gazoducs réglementés de TransCanada au Canada de façon à permettre à la Société 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 services offerts par TransCanada pour les trois gazoducs qu'elle détient en propriété exclusive (réseau de l'Alberta, réseau principal au Canada et réseau de la Colombie-Britannique).

Dans sa demande d'approbation des droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada, TransCanada sollicite une augmentation du prix plancher minimal du service interruptible IT pour le faire passer de 80 pour cent à 110 pour cent du prix du service de transport garanti FT. Le changement proposé permettrait de mieux tenir compte de la valeur associée à la fiabilité et à la souplesse qui font actuellement partie inhérente du prix du service IT, et rehausserait la valeur relative du service FT pour le réseau principal au Canada. TransCanada propose en outre d'établir une nouvelle zone géographique dans le sud-ouest de l'Ontario aux fins de la tarification. TransCanada croit que la création de cette nouvelle zone de tarification fera augmenter la liquidité du marché dans la région, rendra la tarification de TransCanada plus représentative des coûts actuels et rehaussera éventuellement la compétitivité de la Société.

TransCanada a préparé un projet de modification de la tarification du réseau de l'Alberta, qu'elle a soumis à l'approbation de la CESP. Les modifications proposées comprennent un tarif de livraison intra-Alberta, un service de transport sur courte distance, un service d'appariement des prix ainsi qu'une meilleure comptabilisation des coûts pour les augmentations de capacité. En février 2003, par suite d'un règlement conclu avec ses principaux intervenants, TransCanada a soumis à l'approbation de la CESP ses besoins en produits pour 2003.



Excellence opérationnelle TransCanada a maintenu son engagement au titre de l'excellence opérationnelle en 2002. La Société a déployé des efforts en vue de rehausser sa capacité d'assurer des services fiables à faibles coûts qui répondent aux besoins de sa clientèle. Elle continue essentiellement d'adhérer à cette stratégie afin de devenir l'entreprise de choix des clients pour relier les nouveaux approvisionnements gaziers aux marchés.

En 2002, les objectifs d'amélioration des services adaptés aux besoins des clients de l'entreprise de transport comprenaient une meilleure résolution des problèmes, l'établissement de relations efficaces avec les membres de la haute direction des clients ainsi que la consolidation et l'amélioration des systèmes d'information utilisés par TransCanada pour gérer les opérations.

La réduction des frais d'exploitation et d'entretien, les coûts en capital unitaires ainsi que le contrôle des frais d'exploitation et d'entretien par volume de gaz transporté étaient au nombre des objectifs ciblés par TransCanada en 2002 pour les fonctions d'exploitation et d'ingénierie. Ils ont été sans exception atteints ou dépassés.

Croissance des approvisionnements En 2002, TransCanada a continué de mettre en liaison de nouveaux approvisionnements gaziers dans le BSOC en Alberta et en Colombie-Britannique. Le projet de prolongement du réseau principal dans le nord-ouest de l'Alberta a été achevé au début de 2002. Cette capacité pipelinère additionnelle permet de transporter, depuis la région de Ladyfern en Colombie-Britannique, des volumes contractuels supplémentaires d'environ 415 millions de pieds cubes par jour. Le projet d'expansion Narraway a lui aussi été achevé en 2002. Il assure la livraison de volumes supplémentaires d'environ 100 millions de pieds cubes par jour en provenance des régions de Narraway et de Cutbank dans l'ouest de l'Alberta. En outre, TransCanada a négocié un contrat de service concurrentiel dans la région de Suffield (Alberta) qui permettra de conserver des approvisionnements gaziers qui auraient autrement échappé au réseau de l'Alberta.

La mise en liaison opportune de ces volumes appréciables 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 mettre en liaison des approvisionnements gaziers supplémentaires.

Croissance des marchés TransCanada continue de cibler les occasions de croissance sur les marchés gaziers existants et les marchés naissants. En 2002, TransCanada a augmenté d'environ 350 millions de pieds cubes par jour la capacité de son réseau de gazoducs dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique pour répondre à la demande croissante en Californie et dans la région du nord-ouest des États-Unis.

Dans la région de Fort McMurray, dans le nord-est de l'Alberta, TransCanada entretient des relations commerciales fructueuses avec ses clients. Les sables pétrolifères et les installations de valorisation qui s'y trouvent dépendent beaucoup du gaz naturel comme source de combustible. En 2002, TransCanada a connu une croissance stable sur ce marché pour ce qui est des volumes de gaz livrés. Il s'agit d'un des marchés nord-américains où la demande promet le plus. Dans d'autres régions de l'Alberta, TransCanada a mis en liaison de nouveaux projets et des projets d'expansion sur les marchés de moindre envergure.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – PERSPECTIVES

L'entreprise de transport de TransCanada assure depuis longtemps à ses clients 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 services adaptés aux besoins du marché, une structure de coûts concurrentielle et une fiabilité inégalée.

En 2003, l'entreprise de gazoducs détenus en propriété exclusive demeurera axée sur l'amélioration 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 tous les intervenants en vue de résoudre les questions de juridiction, de faire approuver les modifications au modèle d'entreprise réglementée et de relever les enjeux au sujet du rendement équitable.

Pour pallier le déclin de la production dans l'avenir, les producteurs devront explorer et mettre en valeur de nouveaux gisements dont les caractéristiques géologiques s'apparentent à celles du projet Ladyfern et des approvisionnements non conventionnels, tels que la production provenant des réserves de méthane des gisements houillers qui a été reliée au réseau de l'Alberta récemment. Au fur et à mesure que de nouvelles réserves seront mises en valeur dans le BSOC, TransCanada cherchera à relier ces approvisionnements au réseau de l'Alberta.

Le bénéfice net de TransCanada n'est pas directement touché par les fluctuations du coût du gaz naturel. Toutefois, ces dernières peuvent avoir des répercussions sur les niveaux de production et sur les bassins gaziers auxquels les utilisateurs nord-américains choisissent de s'approvisionner. En vertu du modèle de réglementation actuel, les fluctuations des volumes transportés n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada.

Bénéfice En 2003, le bénéfice net tiré des gazoducs détenus en propriété exclusive devrait être bien inférieur à celui de 2002.

Pour le réseau de l'Alberta, le règlement d'une durée d'un an au sujet des besoins en produits fixes en 2003, conclu entre TransCanada et ses intervenants, aura sur le bénéfice net du réseau de l'Alberta en 2003 une incidence négative d'environ 40 millions de dollars après impôts comparativement à 2002.

Le bénéfice inscrit par le réseau principal au Canada en 2002 reflète la constatation de l'incidence de la décision sur le rendement équitable pour 2001, ce qui ne sera pas le cas en 2003. Le bénéfice net tiré du réseau principal au Canada en 2003 dépendra du résultat de la demande de droits et tarifs de 2003 actuellement à l'étude par l'ONÉ. Si cette demande était approuvée sans modification, les produits et les flux de trésorerie de TransCanada augmenteraient sensiblement en raison de l'accroissement de l'amortissement. Cependant, un amortissement supérieur influe négativement sur le bénéfice, compte tenu de la réduction la base tarifaire en découlant.

Dépenses en immobilisations En 2002, les dépenses en immobilisations affectées aux gazoducs détenus en propriété exclusive ont totalisé 272 millions de dollars. Elles comprenaient environ 113 millions de dollars engagés pour rehausser la capacité de transport des réseaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique afin de desservir les marchés en plein essor en Californie et dans la région du nord-ouest des États-Unis. En 2003, les dépenses en immobilisations devraient baisser d'environ 70 millions de dollars comparativement à 2002, puisque les dépenses requises pour faire augmenter la capacité seront moindres.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – RISQUES D'ENTREPRISE

Concurrence et réglementation Le réseau de TransCanada doit 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 sont parvenues à 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 pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada. Ce dernier est effectivement devenu le gazoduc d'« appoint » à partir du BSOC, puisqu'il absorbe la majorité des fluctuations de volume dans ce secteur d'approvisionnement.

Selon les estimations établies par TransCanada à la fin de 2001, les réserves découvertes actuelles du BSOC sont de 56 billions de pieds cubes et le ratio des réserves à la production, compte tenu de la production actuelle, 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.

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 provenant de ces usines jusqu'à deux grands réseaux qui le livrent ensuite sur le marché intérieur et les marchés d'exportation. Le réseau de l'Alberta doit rivaliser principalement avec le gazoduc Alliance, qui s'alimente à certaines des mêmes usines à gaz. La capacité de réception maximale du gazoduc Alliance est d'environ 1,7 milliard de pieds cubes par jour, comparativement à la moyenne des volumes reçus par le réseau de l'Alberta de TransCanada, soit 11,2 milliards de pieds cubes par jour en 2002. Dans le sud de l'Alberta, deux gazoducs sont reliés au réseau principal au Canada et possèdent une capacité cumulée de 0,4 milliard de pieds cubes par jour. En outre, le réseau de l'Alberta a fait, 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. Selon les prévisions, la demande de gaz sur les marchés clés de l'Est continuera d'augmenter, notamment celle provenant de l'industrie de la production d'électricité au moyen de gaz naturel. TransCanada doit cependant affronter des services de transport concurrents sur les marchés de l'est du Canada et aux points d'exportation vers les États-Unis. À l'heure actuelle, les gazoducs Alliance et Vector sont les principaux concurrents. Le gazoduc Alliance transporte du gaz naturel depuis le BSOC à destination des marchés du Midwest américain, où le gazoduc Vector est relié au gazoduc Alliance et transporte du gaz naturel à destination des marchés de l'est du Canada, ce qui permet essentiellement de contourner entièrement le réseau principal au Canada. En outre, il existe plusieurs petits réseaux de gazoducs qui rivalisent avec TransCanada pour les marchés de l'est du pays. TransCanada doit également rivaliser pour conserver ses clients et en attirer de nouveaux sur le marché du nord-est des États-Unis, où les consommateurs peuvent opter pour des approvisionnements américains, des approvisionnements en gaz naturel liquéfié importés ou du gaz naturel provenant du bassin d'alimentation situé au large de la côte est du Canada. Les nouveaux clients des marchés en plein essor et les clients actuels dont les contrats de service FT viennent à échéance pourraient avoir recours à certaines de ces options.

Dans ce contexte de vive concurrence, certains contrats n'ont pas été renouvelés pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada. Compte tenu des contrats de service FT non renouvelés, il existe des quantités importantes de capacité garantie excédentaire pour le service IT sur le réseau principal au Canada. Par conséquent, le service IT offre à certains expéditeurs une souplesse et une fiabilité comparables au service FT. En 2002, le prix du service IT pour le réseau principal au Canada a été déterminé en fonction des offres reçues des expéditeurs comportant un prix plancher de 80 pour cent du prix du service FT. Pour le réseau principal au Canada, on a constaté des réductions des contrats de service FT, pour les livraisons prenant origine à la frontière de l'Alberta et en Saskatchewan, d'environ 2,1 milliards de pieds cubes par jour, ou près de 31 pour cent de la capacité du réseau. Compte tenu de la réduction des volumes contractuels pour le service FT, les droits ont augmenté pour le réseau principal au Canada. Toutefois, les augmentations tarifaires attribuables au non-renouvellement des contrats sont quelque peu atténuées par la hausse des volumes transportés aux termes des contrats de service IT. Il existe des possibilités limitées de réduire les tarifs dans l'avenir en rehaussant les volumes transportés 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.

Pour réagir à l'intensification de la concurrence, l'entreprise de transport se penche sur les changements à apporter au modèle d'entreprise réglementée. En 2003, TransCanada maintiendra sa collaboration avec les intervenants afin de faire progresser divers aspects de son modèle d'entreprise concurrentiel pour le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de la Colombie-Britannique.

La demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada que TransCanada a déposée auprès de l'ONÉ comprenait une demande d'augmentation du taux d'amortissement et d'examen des initiatives de la Société en matière de services et de tarification. Les décisions que rendra l'ONÉ sur la demande de droits et tarifs de 2003 de TransCanada pourraient influencer sur le bénéfice de TransCanada en 2003. En février 2003, l'ONÉ a refusé la demande de TransCanada, qui sollicitait l'examen et la modification de la décision sur le rendement équitable. Par conséquent, la Société s'inquiète des incidences à long terme d'un rendement financier qui décourage les investissements supplémentaires dans les réseaux de transport de gaz naturel existants au Canada.

La CESP A étudie actuellement la possibilité d'effectuer une enquête générale sur le coût du capital pour tous les services publics en Alberta. TransCanada est d'avis que cette enquête ne devrait pas englober le réseau de l'Alberta. Si la CESP A décidait d'aller de l'avant avec l'enquête et si le réseau de l'Alberta devait en faire l'objet, TransCanada ferait pleinement valoir ses opinions sur les taux de rendement requis pour favoriser des investissements pipeliniers.

Sécurité En 2002, TransCanada a collaboré étroitement avec les organismes de réglementation, les clients et les collectivités pour assurer la sécurité de ses employés et du grand public en tout temps. Durant l'exercice, deux fuites se sont produites dans des régions relativement éloignées du Manitoba et de l'Alberta, et les incidences ont été minimales. Les fonds engagés au titre de l'intégrité des gazoducs devraient s'établir à environ 80 millions de dollars en 2003, comparativement à 53 millions de dollars en 2002. TransCanada maintient un système de gestion rigoureuse des risques qui préconise l'affectation de fonds pour les questions et dans les secteurs ayant la plus grande incidence sur le maintien et l'accroissement de la fiabilité et de la sécurité des réseaux de gazoducs.

Environnement TransCanada a déployé des efforts soutenus en 2002 pour minimiser l'incidence de ses activités sur l'environnement. À cette fin, des améliorations sont apportées continuellement dans le cadre du programme de détection et de réparation des fuites et du programme de gestion des émissions de purges sous pression. La technologie novatrice utilisée par TransCanada lui permet de quantifier les fuites et d'effectuer les réparations selon les priorités. De plus, TransCanada a mis à l'essai une nouvelle technologie permettant de minimiser les incidences des ruptures de canalisations. Cette technique permet d'incinérer le gaz qui serait normalement évacué après l'utilisation d'un compresseur auxiliaire transportable et réduit par conséquent la quantité de gaz à effet de serre libérés dans l'atmosphère.

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

ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – REVUE FINANCIÈRE

Le groupe des EPNA de TransCanada est constitué des participations directes et indirectes de TransCanada dans différents gazoducs et entreprises connexes. Il comprend en outre les activités de mise en valeur liées à la recherche, par TransCanada, de nouveaux projets de construction de gazoducs et d'occasions apparentées dans les régions nordiques et à l'échelle de l'Amérique du Nord.

La quote-part du bénéfice net des EPNA revenant à TransCanada s'est élevée à 126 millions de dollars, comparativement à 102 millions de dollars en 2001 et à 117 millions de dollars en 2000. La progression de 24 millions de dollars entre 2001 et 2002 s'explique par la hausse de 17 millions de dollars du bénéfice des sociétés affiliées aux États-Unis, qui comprenait la quote-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 au Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. Les participations supplémentaires dans Iroquois Gas Transmission System (Iroquois) et Portland Natural Gas Transmission System (Portland) acquises vers le milieu de 2001, les marges de transport supérieures et les taux de change favorables sont autant de facteurs qui ont également contribué à faire augmenter le bénéfice inscrit par les sociétés affiliées aux États-Unis. Bien que le bénéfice tiré de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) inscrit par TransCanada ait été de 3 millions de dollars inférieur en raison du recul du rendement des capitaux propres et de la régression de la base tarifaire, ce repli a été plus que neutralisé par le bénéfice inscrit par CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta), qui a affiché une hausse marquée 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 bénéfice de TransGas de Occidente S.A. (TransGas) et de TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP) a progressé.

Le bénéfice net des EPNA en 2001, soit 102 millions de dollars, était de 15 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit en 2000. Cette baisse s'explique par l'intensification des activités de mise en valeur des régions nordiques et d'expansion des affaires au sein de l'entreprise de gazoducs en 2001 et par le gain non récurrent de 7 millions de dollars provenant de la vente d'une participation de 49 pour cent dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora) à TC PipeLines, LP en 2000.

GREAT LAKES

Le gazoduc Great Lakes est raccordé au réseau principal au Canada à Emerson (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 pour cent dans ce réseau d'une longueur totale de 3 387 kilomètres.

NORTHERN BORDER

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

IROQUOIS

Le réseau Iroquois est raccordé au réseau principal au Canada et livre du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis. TransCanada détient une participation de 40,96 pour cent dans ce réseau de gazoducs de 604 kilomètres.

PORTLAND

Le réseau de Portland, d'une longueur de 471 kilomètres, est raccordé à TQM près de Pittsburgh (New Hampshire) et livre du gaz à différents endroits au Massachusetts. TransCanada détient une participation de 33,29 pour cent dans Portland.

ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – FAITS NOUVEAUX

En 2002, les réseaux de Tuscarora et de Ventures LP ont été élargis, une participation dans Northern Border Partners, L.P. (NBPLP) a été acquise, un règlement tarifaire a été conclu pour le réseau de Portland, et TransCanada a continué de participer activement à la mise en valeur des régions nordiques.

Great Lakes En 2002, une décision a été rendue en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation au Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. La quote-part de ce règlement revenant à TransCanada s'élevait à environ 7 millions de dollars.

TC PipeLines, LP TransCanada possède une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, qui détient à son tour une participation de 30 pour cent dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border) et une participation de 49 pour cent dans Tuscarora. En juillet 2002, TC PipeLines, LP a haussé sa distribution trimestrielle pour la faire passer de 0,50 \$ US par part à 0,525 \$ US par part. Il s'agit de la troisième majoration de la distribution trimestrielle en espèces depuis que la société est entrée en exploitation en mai 1999.

Iroquois La construction du projet d'expansion Eastchester d'Iroquois va bon train. Certains des ajouts aux installations de compression dans le cadre de l'expansion du réseau ont été mis en service en novembre 2002, et le reste du projet devrait être achevé et prêt à être mis en service d'ici le milieu de 2003. Le projet prolongera le réseau d'Iroquois de Long Island jusqu'à la ville de New York et permettra d'acheminer un volume supplémentaire de 230 millions de pieds cubes par jour sur ce marché.

Portland Portland a déposé une demande tarifaire auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en octobre 2001 qui a été approuvée et mise en vigueur, sous réserve d'un remboursement, en avril 2002. Portland et les représentants des clients ont conclu une entente au sujet des nouveaux droits, et Portland a présenté une entente non contestée auprès de la FERC en octobre 2002, qui a été approuvée intégralement en janvier 2003. Les taux d'amortissement inférieurs et les droits révisés devraient influencer positivement sur les résultats futurs de Portland.

Northern Border Partners, L.P. En 2002, la Société s'est portée acquéreur d'une participation dans NBPLP, en contrepartie de 19 millions de dollars. Cette acquisition a conféré à TransCanada une participation dans la société en commandite NBPLP et un droit de vote de 17,5 pour cent au sein du comité des politiques de la société en commandite. NBPLP détient la participation de 70 pour cent dans Northern Border qui n'appartient pas à TC PipeLines, LP.

TQM À compter de janvier 2003, TransCanada a pris en charge l'exploitation et l'administration des installations de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM). La période de transition devrait être essentiellement terminée à la fin du premier trimestre de 2003.

CrossAlta TransCanada détient une participation de 60 pour cent dans Crossfield Storage Joint Venture et est admissible à une participation comparable dans le bénéfice de CrossAlta. En 2002, CrossAlta a affiché des résultats très favorables en raison des marges supérieures sur les services de stockage, de la capacité de stockage accrue et des frais d'exploitation inférieurs.

Mise en valeur des régions nordiques En 2002, 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 principaux intervenants en vue de participer à tout projet de gazoduc éventuel.

TransCanada et Foothills ont eu des discussions avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska en 2002 au sujet de la tarification, des coûts en capital, des modalités commerciales et du choix du moment pour la construction du gazoduc de la route de l'Alaska. Ces producteurs cherchent à faire adopter des modifications législatives à Washington (D.C.) et en Alaska en vue de faciliter la construction d'un gazoduc. En 2003, les actions législatives devraient se poursuivre à Washington (D.C.) et en Alaska pour faire avancer le dossier.

TransCanada a proposé une solution intégrée pour transporter le gaz de l'Arctique vers divers marchés en Amérique du Nord. L'intégration proposée préconise la mise en liaison des gazoducs du delta du Mackenzie et de la route de l'Alaska avec le réseau de l'Alberta déjà en place. Ce dernier serait prolongé au besoin pour transporter les volumes cumulés du gaz provenant de l'Arctique et de l'Ouest canadien. Les expansions en aval de l'Alberta seraient calibrées en fonction de l'offre et de la demande prévues au moment de la construction. Pour les producteurs, la proposition de TransCanada comporte des coûts en capital inférieurs et une grande souplesse sur le plan commercial. La Société continue de mettre au point son plan et d'en discuter avec les producteurs et les autres principaux intervenants.

La Société continuera de passer en charges tous les coûts au titre de la mise en valeur des régions nordiques au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

TransCanada continue de s'intéresser activement aux occasions d'aménagement et d'acquisition de gazoducs et d'installations apparentées au Canada et aux États-Unis, qui sont dictées par une forte demande des clients et des 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 sa situation financière avantageuse.

Au fil de leur évolution, les événements géopolitiques mondiaux 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 sa participation à l'élaboration de solutions de transport de gaz naturel lorsque les producteurs auront accès aux réserves gazières des régions nordiques et du Canada Atlantique, ainsi qu'aux projets d'expansion des installations déjà en place en Amérique du Nord.

TransCanada est bien placée pour jouer un rôle de premier plan dans la mise en valeur des régions nordiques. De nombreuses questions doivent être réglées avant que ce projet puisse aller de l'avant, mais TransCanada possède des avantages concurrentiels, y compris un savoir-faire en matière de conception, de construction et d'exploitation de canalisations à grand diamètre en climat froid. TransCanada se distingue également pour la construction et l'exploitation de stations de compression 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 élogieuse.

TQM

TQM est un réseau de gazoducs 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 pour cent dans TQM.

CROSSALTA

CrossAlta est une installation souterraine de stockage de gaz naturel reliée au réseau de l'Alberta de TransCanada. Située près de Crossfield (Alberta), l'installation de CrossAlta possède une capacité de stockage de 47 milliards de pieds cubes de gaz, et une capacité de livraison maximale de 475 millions de pieds cubes par jour. TransCanada détient une participation de 60 pour cent dans CrossAlta.

FOOTHILLS

Foothills 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 et de la Californie. TransCanada détient 50 pour cent de Foothills, 69,5 pour cent de Foothills (Sask.), 74,5 pour cent de Foothills (Alta.) et 74,5 pour cent de Foothills (sud de la C.-B.). La longueur totale de ces réseaux atteint 1 040 kilomètres.

TUSCARORA

Tuscarora exploite un réseau de gazoducs de 386 kilomètres qui achemine du gaz naturel de Malin (Oregon) à Wadsworth (Nevada), ainsi qu'à différents points de livraison dans le nord-est de la Californie. TransCanada détient une participation totale de 17,4 pour cent dans Tuscarora, dont 16,4 pour cent par le truchement de sa participation dans TC PipeLines, LP.

VENTURES LP

Ventures LP, que TransCanada détient en propriété exclusive, possède un gazoduc de 110 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 (Alberta).

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 pour cent dans ce réseau.

ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – RISQUES D'ENTREPRISE

Conversion des devises Un montant important des produits d'exploitation de ce secteur d'activité est généré par des sociétés de gazoducs affiliées aux 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 Des contrats à demande à long terme sont en place avec les clients des gazoducs Iroquois, Portland et Tuscarora et sont pratiquement à l'abri des variations de débit. À l'expiration des contrats pour les gazoducs Great Lakes et Northern Border, ces entités seront exposées au risque lié au débit, et les produits d'exploitation fluctueront. Le risque lié au débit découle de la disponibilité des approvisionnements, de l'activité économique, des conditions météorologiques et du prix des combustibles de remplacement.

Assurance, avantages sociaux et taux d'intérêt Les frais d'assurance continuent d'augmenter en raison des événements survenus aux États-Unis en 2001, alors que les taux d'intérêt demeurent peu élevés. De plus, les coûts des avantages sociaux, plus particulièrement aux États-Unis, s'accroissent sans cesse. Si ces coûts 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 bénéfice des gazoducs et des entreprises affiliés.

Réglementation Les gazoducs dans lesquels la Société détient une participation 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 sur les capitaux propres, de la structure du capital, de la tarification et de l'expansion des réseaux.

VOLUMES LIVRÉS DE GAZ NATUREL

	2002	2001	2000
<i>(en milliards de pieds cubes)</i>			
Réseau de l'Alberta	4 146	4 059	4 490
Réseau principal au Canada	2 630	2 450	2 675
Réseau de la Colombie-Britannique	371	395	408
Great Lakes	863	804	898
Northern Border	839	821	853
Iroquois	340	314	344
Portland	52	44	40
Tuscarora	20	23	25
Foothills	1 098	1 117	1 186
Trans Québec & Maritimes	175	161	168
Ventures LP	85	60	36

Électricité

POINTS SAILLANTS

Bénéfice Alors que l'industrie de l'électricité a subi un recul au cours de l'exercice écoulé, l'entreprise d'électricité de TransCanada a fait un apport appréciable au bénéfice de la Société en 2002, et ce, grâce aux solides résultats de ses centrales, à l'optimisation des actifs et aux activités de commercialisation fructueuses en Nouvelle-Angleterre et en Alberta.

Acquisition d'actifs TransCanada s'est portée acquéreur de ManChief, ce qui lui a permis de porter à 300 mégawatts (MW) la capacité d'alimentation électrique lui étant accessible. Deux nouvelles centrales, Redwater et Carseland, ont été mises en exploitation en Alberta en 2002, et une troisième devrait l'être pendant le premier trimestre de 2003.

Bruce Power L.P. En décembre 2002, TransCanada a fait connaître son intention d'acquérir une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., l'exploitant et le locataire de la centrale nucléaire de Bruce. Cette acquisition permettra à TransCanada d'augmenter indirectement sa capacité de production nominale de 992 MW à compter de février 2003, puis de 486 MW vers le milieu de 2003, soit 31,6 pour cent de la production totale de la centrale.

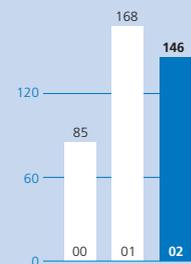
Excellence opérationnelle La disponibilité moyenne des centrales a atteint 95 pour cent en 2002 et 96 pour cent en moyenne au cours des trois derniers exercices.

APERÇU DES RÉSULTATS – ÉLECTRICITÉ

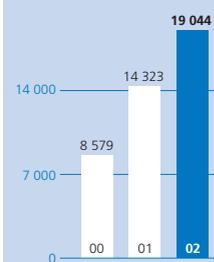
Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Établissements du nord-est des États-Unis	149	159	68
Établissements de l'Ouest	131	149	59
Placement dans S.E.C. Électricité	36	39	33
Frais généraux, administratifs et de soutien	(73)	(49)	(21)
Bénéfice d'exploitation et autres	243	298	139
Charges financières	(13)	(24)	(15)
Impôts sur les bénéfices	(84)	(106)	(39)
Bénéfice net	146	168	85

En 2002, l'entreprise d'électricité de TransCanada a réalisé un bénéfice net de 146 millions de dollars, soit un recul de 22 millions de dollars, ou 13 pour cent, comparativement au chiffre de 168 millions de dollars inscrit en 2001. Cette baisse provient surtout de la capacité, pour TransCanada, de profiter en 2001 de découplés qui ne se sont pas présentés en 2002 pour les établissements du nord-est des États-Unis et de l'Ouest.

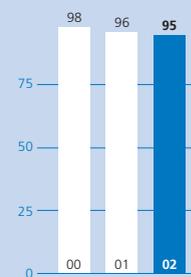
Pendant l'exercice écoulé, TransCanada s'est employée à maintenir son bénéfice de base et à réduire sa vulnérabilité à l'instabilité du marché en concluant de nouveaux accords de vente à long terme et en faisant l'acquisition d'actifs. En 2002, le bénéfice net découlant des établissements du nord-est des États-Unis comprenait les résultats sur un exercice complet des installations hydroélectriques de Curtis Palmer achetées en juillet 2001. L'érosion des marges commerciales des établissements de l'Ouest en 2002 a été en partie neutralisée par le bénéfice découlant de la croissance des actifs. Les centrales de Carseland et de Redwater ont été en exploitation pour le premier exercice complet en 2002, et la centrale de ManChief



BÉNÉFICE NET DE L'ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ
(en millions de dollars)



VOLUMES DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ
(en gigawatts-heure)



CAPACITÉ DISPONIBLE DES CENTRALES
(en pourcentage)

a été acquise en novembre 2002. Les premières opérations réalisées en vertu de la convention d'achat d'électricité (CAE) de Sundance B ont eu lieu en janvier 2002. Le recul du bénéfice de TransCanada découlant de son placement dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) en 2002 provient de l'arrêt d'exploitation imprévu à la centrale de Williams Lake durant la première moitié de 2002, des occasions de mise en valeur moins nombreuses et de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité, qui a été ramenée de 41,6 pour cent à 35,6 pour cent en octobre 2001. La hausse des frais généraux, administratifs et de soutien en 2002, comparativement aux deux exercices antérieurs, tient compte de l'intensification des activités de l'entreprise d'électricité de TransCanada ainsi que de l'importance que la Société accorde à la croissance dans ce secteur.

Le bénéfice net de l'entreprise d'électricité s'est accru de 83 millions de dollars en 2001 pour passer de 85 millions de dollars en 2000 à 168 millions de dollars. Cette hausse reflète la capacité de l'entreprise d'électricité de tirer parti en 2001 des débouchés suscités par les prix élevés, et leur volatilité, dont ont profité les établissements du nord-est des États-Unis et de l'Ouest, l'acquisition de l'installation de Curtis Palmer en juillet 2001 et les premières opérations aux termes de la CAE de Sundance A. Le bénéfice net de l'entreprise d'électricité en 2000 comprenait un gain de 23 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de la participation dans Hermiston Power Partnership.

CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE DES CENTRALES ÉLECTRIQUES

(MW)

Entreprise d'électricité de TransCanada

Ocean State	560
ManChief	300
MacKay River ¹	165
Carseland	80
Bear Creek	80
Curtis Palmer	60
Redwater	40
Cancarb	27

Bruce Power L.P.²

Bruce A ³	486
Bruce B ⁴	994

S.E.C. Électricité⁵

Williams Lake	66
Castleton	64
Tunis	43
Kapuskasing	40
Nipigon	40
North Bay	40
Calstock	35

Autres⁶

Sundance A	560
Sundance B	353

4 033

- ¹ En construction.
- ² TransCanada a fait l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., dont les installations comprennent huit réacteurs nucléaires. L'opération, annoncée en décembre 2002, a été ratifiée en février 2003. Les volumes présentés dans le tableau représentent la participation de 31,6 pour cent de TransCanada.
- ³ Bruce A comprend quatre réacteurs de 769 MW, qui ne sont pas en exploitation à l'heure actuelle. Deux des unités de Bruce A (3 et 4) devraient être remises en exploitation vers le milieu de 2003, sous réserve de l'obtention de toutes les approbations réglementaires.
- ⁴ Bruce B consiste en quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la capacité est d'environ 3 140 MW. La capacité de production, soit 994 MW, comprend 2 MW provenant de la participation indirecte de 17 pour cent que détient TransCanada dans Huron Wind L.P., qui possède un parc d'éoliennes de 9 MW.
- ⁵ Au 31 décembre 2002, TransCanada assurait l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité et y détenait une participation de 35,6 pour cent. Les volumes présentés dans le tableau représentent 100 pour cent de la capacité des centrales.
- ⁶ 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 pour cent de la production de Sundance A et 50 pour cent de la production de Sundance B, respectivement.

ÉLECTRICITÉ – FAITS NOUVEAUX

L'entreprise d'électricité de TransCanada a affiché un solide rendement en 2002 en dépit de la volatilité et de la langueur du marché. Au cours d'un exercice caractérisé par de nombreuses inquiétudes au sujet du contexte réglementaire et commercial, l'entreprise d'électricité a atteint son objectif de croissance grâce à l'acquisition de la centrale de ManChief, à l'annonce de l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., à l'exploitation sur un exercice complet des centrales de Carseland et de Redwater et à la construction des centrales de MacKay River et de Bear Creek. L'entreprise d'électricité a par ailleurs annoncé la création de la société en commandite Portlands Energy Centre L.P. ayant pour mandat d'évaluer la viabilité de mettre au point un centre énergétique alimenté au gaz naturel pour répondre aux besoins en électricité dans le centre-ville de Toronto. TransCanada continue de miser sur son avantage concurrentiel pour cerner les occasions d'acquisitions et d'aménagement qui complèteraient ses actifs et feraient un apport positif aux résultats et aux flux de trésorerie.

ÉTABLISSEMENTS DU NORD-EST DES ÉTATS-UNIS

Les établissements du nord-est des États-Unis de l'entreprise d'électricité regroupent deux secteurs principaux, soit la production d'électricité et la commercialisation d'électricité dans les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York.

TransCanada détient une participation de 100 pour cent dans Ocean State Power (OSP), une centrale de 560 MW alimentée au gaz naturel dans l'État de Rhode Island et dans les installations hydroélectriques de 60 MW de Curtis and Palmer (Curtis Palmer) près de Corinth, dans l'État de New York. Le taux de rendement de l'investissement dans OSC demeure assujéti à la réglementation de la FERC, et comporte une base tarifaire décroissante. En outre, TransCanada Power Marketing Limited (TCPM), société de commercialisation régionale affiliée à TransCanada et établie à Westborough, au Massachusetts, achète 76,5 pour cent de la production d'OSP et la revend à des tiers sur des durées allant jusqu'à 2009. La production de Curtis Palmer est versée au réseau commun d'énergie de New York et vendue à Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'une convention d'achat d'électricité à prix fixe de longue durée, dont l'échéance 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 Palmer bénéficie d'un facteur de capacité élevé, en dépit des variations du plan d'eau.

OCEAN STATE

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

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.

CASTLETON

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

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.

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 pour cent de la CAE de Sundance B de 706 MW. Cette CAE a permis à la Société d'augmenter sa capacité de distribution d'électricité de 353 MW pour une période d'environ 19 ans à compter de janvier 2002.

TCPM détient aussi des contrats auprès de tiers pour des approvisionnements supplémentaires qui sont intégrés à un portefeuille de conventions de gros et d'importantes conventions de détail pour la revente. Ils comprennent l'achat par TCPM de la totalité de la production de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une capacité de 64 MW située à Castleton-on-Hudson, dans l'État de New York (Castleton), qui appartient à S.E.C. Électricité.

Le succès et la croissance continue de TransCanada dans le nord-est des États-Unis découlent directement de ses activités de commercialisation très efficaces, dont les risques sont contrôlés. Les activités de TCPM sont concentrées sur la vente d'électricité, aux termes de contrats comportant diverses échéances, à des clients industriels des secteurs de gros et de détail, et englobent la gestion de son portefeuille d'approvisionnements en électricité. Grâce à la gestion dynamique de son portefeuille, TCPM est bien placée pour saisir les occasions de marché qui se présentent tout en réduisant sa vulnérabilité au risque de perte.

Le bénéfice d'exploitation des établissements du nord-est des États-Unis a totalisé 149 millions de dollars en 2002, soit un léger recul comparativement au chiffre record de 159 millions de dollars inscrit en 2001. Le bénéfice d'exploitation de 2002 constitue un très bon résultat si l'on tient compte du recul général et de la langueur qui ont caractérisé les marchés d'électricité de gros en 2002. 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. En 2002, TCPM a élargi sa présence sur le marché de détail, et a rehaussé considérablement le bénéfice découlant de ce secteur, grâce à l'augmentation des volumes et services vendus aux grands clients industriels et commerciaux. En décembre 2002, OSP a mené à bien un processus d'arbitrage au sujet de son coût pour le gaz combustible, qui fera augmenter ses coûts de façon appréciable. Ce dossier fait actuellement l'objet d'un autre processus d'arbitrage, pour lequel une décision est attendue durant le deuxième trimestre de 2003.

Au cours des cinq dernières années, TCPM a affirmé sa présence en qualité de fournisseur d'électricité de premier ordre en Nouvelle-Angleterre. TransCanada continue de rechercher les occasions d'élargir la portée de son exploitation et de ses activités de commercialisation fructueuses dans la région, y compris la possibilité d'affirmer sa présence sur le marché de New York.

ÉTABLISSEMENTS DE L'OUEST

Les activités des établissements de l'Ouest sont axées sur l'optimisation et l'accroissement des actifs existants et sur la maximisation des retombées potentielles grâce à un amalgame de contrats de courte et de longue durée ainsi qu'à la production et aux approvisionnements à peu de frais. Non seulement l'entreprise d'électricité de TransCanada a-t-elle élargi ses installations de cogénération en Alberta, mais elle a diversifié davantage son portefeuille dans l'Ouest en se portant acquéreur, en 2002, de la centrale de ManChief d'une capacité de 300 MW.

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 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 d'électricité partout au Canada et dans le nord des États-Unis, de l'État de Washington au Wisconsin. L'exploitation des centrales comprend les contributions des centrales électriques de TransCanada en Alberta et de la centrale électrique de ManChief nouvellement acquise au Colorado, ainsi que les honoraires touchés pour la gestion de S.E.C. Électricité et l'exploitation de ses sept centrales.

Le bénéfice d'exploitation généré par les établissements de l'Ouest s'est établi à 131 millions de dollars en 2002, soit 12 pour cent de moins que le chiffre de 149 millions de dollars inscrit en 2001. Les débouchés qui existaient en 2001 et qui provenaient des prix élevés pour l'électricité (prix moyen d'Alberta Pool de 71 \$ le mégawatt-heure (MWh) en 2001, comparativement à 44 \$ le MWh en 2002), et la volatilité des prix dans l'Ouest canadien et la région du nord-ouest des États-Unis n'ont pas persisté en 2002. Ces facteurs ont toutefois été en partie atténués par le bénéfice découlant de la CAE de Sundance B et des centrales électriques de Redwater, de Carseland et de ManChief.

Le bénéfice d'exploitation a grimpé de 90 millions de dollars de 2000 à 2001. Cette hausse s'explique surtout par les volumes supérieurs découlant de l'acquisition de la CAE de 560 MW de Sundance A à compter de janvier 2001 et de l'intensification des activités commerciales en raison des occasions suscitées par la hausse des prix de l'électricité et leur volatilité, dans l'Ouest canadien et la région du nord-ouest des États-Unis. Le bénéfice d'exploitation de 2000 comprenait un gain de 26 millions de dollars réalisé à la vente de la centrale électrique de Hermiston.

Commercialisation dans l'Ouest En décembre 2001, dans le cadre d'une coentreprise, TransCanada a effectivement fait l'acquisition de 50 pour cent des droits et obligations restants de la CAE de Sundance B de 706 MW. Depuis janvier 2002, cette acquisition assure à TransCanada des approvisionnements supplémentaires de 353 MW pour les 19 prochaines années. La CAE de Sundance A a été acquise en août 2000, et assurera des approvisionnements de 560 MW sur une période de 17 ans.

Pour atténuer les risques liés aux prix du marché, TransCanada a vendu la quasi-totalité de l'électricité qui sera produite en 2003 aux termes des CAE de Sundance, et 77 pour cent de la moyenne cumulée prévue de la production d'électricité pour les trois prochains exercices. TransCanada continue de conclure des contrats de vente de longue durée pour le reste de l'électricité produite aux termes des CAE de Sundance ainsi que pour la production de ses autres centrales électriques en Alberta qui ne fait pas l'objet de contrats.

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 de miser sur son savoir-faire en aménagement de nouveaux projets et de se tailler une place dominante sur le marché de l'Alberta. L'exercice 2002 a marqué la première année complète d'exploitation fructueuse aux centrales de cogénération de Carseland et de Redwater.

La centrale de Bear Creek entrera en exploitation commerciale durant le premier trimestre de 2003. L'installation de cogénération d'une capacité de 80 MW située près de Grande Prairie, en Alberta, vendra la majorité de sa production à Weyerhaeuser pour son usine de pâte de Grande Prairie et à d'autres installations de Weyerhaeuser en Alberta. Les travaux de construction de la centrale de MacKay River, près de Fort McMurray, en Alberta, se

CARSELAND

TransCanada a terminé la construction d'une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel près de Carseland, en Alberta en septembre 2001. Elle est entrée en exploitation en janvier 2002.

REDWATER

TransCanada a terminé la construction d'une centrale de cogénération de 40 MW alimentée au gaz naturel près de Redwater, en Alberta en novembre 2001. Elle est entrée en exploitation en janvier 2002.

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 durant le premier trimestre de 2003.

MACKAY RIVER

La centrale de MacKay River, près de Fort McMurray, en Alberta, est actuellement en construction. Cette installation de 165 MW devrait être achevée vers la fin de 2003.

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 est alimentée par une combinaison de déchets de bois et de chaleur résiduelle provenant d'une station de compression du réseau principal au Canada, qui lui est attenante. 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 stations de compression du réseau principal au Canada, qui leur sont attenantes. Elles sont détenues par S.E.C. Électricité.

CANCARB

La centrale électrique de Cancarb, d'une capacité de 27 MW, est alimentée au moyen de chaleur résiduelle provenant de l'installation de noir de carbone thermique attenante appartenant à TransCanada.

poursuivent. Cette installation de cogénération, dont la mise en exploitation est prévue pour la fin de 2003, aura une capacité de 165 MW et alimentera en électricité et en vapeur le chantier d'exploitation des sables pétrolifères in situ de Petro-Canada, à proximité.

Le modèle d'aménagement électrique stratégique conçu pour les centrales de Redwater et de Carseland sera utilisé pour les centrales de Bear Creek et de MacKay River. Ce modèle permet à TransCanada d'élargir son portefeuille de centrales électriques tout en se soustrayant aux risques excessifs associés aux prix. À cette fin, la Société vend, en vertu de contrats à long terme, une partie de l'électricité et de l'énergie thermique produites par la centrale à un client industriel possédant des installations attenantes, tout en conservant une certaine capacité marchande. Une fois achevée vers la fin de 2003, l'installation de MacKay River sera la centrale électrique la plus importante de TransCanada en Alberta, et portera la production contrôlée directement par TransCanada dans la province à plus de 1 300 MW.

L'acquisition de la centrale de ManChief en 2002 a permis à TransCanada d'élargir sa capacité de production générale. Cette centrale d'une capacité de 300 MW à cycle simple et à deux turbines est située près de Brush, au Colorado. Les services d'exploitation et d'entretien de la centrale de ManChief continueront d'être assurés par Colorado Energy Management, LLC, aux termes du contrat de services en vigueur. Le nouvel ajout au portefeuille d'actifs de production d'électricité de TransCanada répond à l'objectif que s'est donné la Société de générer des flux monétaires stables et prévisibles, puisque sa capacité de production totale est vendue aux termes de contrats d'achat ferme expirant en 2012.

PLACEMENT DANS S.E.C. ÉLECTRICITÉ

Le placement dans S.E.C. Électricité comprend le bénéfice découlant de la participation de TransCanada dans S.E.C. TransCanada Électricité. Cette société en commandite constitue le plus grand fonds à revenu ouvert du secteur de l'électricité du Canada et possède 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 avec ces trois sources à la fois.

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 et réduit au minimum sa vulnérabilité aux fluctuations des prix du gaz en négociant des contrats à prix fixe à long terme pour une grande partie des approvisionnements de gaz requis. En outre, lorsque la conjoncture du marché le justifie, TransCanada réduit 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 rehausse le bénéfice d'exploitation global de S.E.C. Électricité.

Le bénéfice d'exploitation découlant du placement de TransCanada dans S.E.C. Électricité a diminué de 3 millions de dollars, ou 8 pour cent, comparativement à 2001. Ce recul s'explique essentiellement par la participation inférieure détenue en 2002, les occasions de mise en valeur moins nombreuses et un arrêt d'exploitation imprévu à la centrale de Williams Lake durant la première moitié de 2002. Dans le cadre d'un appel public à l'épargne en octobre 2001, S.E.C. Électricité a émis environ 5,7 millions de parts, ce qui a réduit la participation de TransCanada pour la faire passer de 41,6 pour cent à 35,6 pour cent. Le 31 décembre 2002, le cours de clôture des parts de S.E.C. Électricité à la Bourse de Toronto était de 30,90 \$. À cette date, TransCanada détenait environ 14,0 millions de parts de S.E.C. Électricité.

TransCanada assure des services de gestion à S.E.C. Électricité. Ces services et la participation de TransCanada dans la société en commandite font de cette dernière un actif clé en vue d'assurer la croissance de l'entreprise d'électricité de TransCanada. S.E.C. Électricité a connu une croissance appréciable depuis sa création vers le milieu de 1997, et continuera sur sa lancée dans l'avenir.

BRUCE POWER L.P.

En février 2003, la Société a ratifié l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans la société en commandite Bruce Power L.P. (Bruce Power L.P.) et d'une participation d'environ 33,3 pour cent dans Bruce Power Inc., le commandité de Bruce Power L.P., en contrepartie de 376 millions de dollars, sous réserves des ajustements à la clôture de l'opération. TransCanada a de plus financé un tiers (75 millions de dollars) du paiement du loyer reporté accéléré de 225 millions de dollars à Ontario Power Generation (OPG).

TransCanada s'est portée acquéreur des participations dans le cadre d'un consortium (le Consortium) regroupant Cameco Corporation (Cameco) et BPC Generation Infrastructure Trust, une fiducie établie par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario. Aux termes de l'entente, le Consortium a fait l'acquisition de British Energy (Canada) Ltd. (British Energy), qui détient une participation de 79,8 pour cent dans Bruce Power L.P. et une participation de 50 pour cent dans la centrale électrique de la société en commandite Huron Wind L.P., d'une capacité de 9 MW. Bruce Power L.P., aux termes d'un contrat de location conclu avec OPG, est locataire de la centrale nucléaire de Bruce. Le bail vient à échéance en 2018, et est assorti d'une option de renouvellement jusqu'à concurrence de 25 ans. La direction et le personnel de Bruce Power L.P. continueront d'assurer la gestion et l'exploitation de la centrale de Bruce. Le combustible épuisé et le passif au titre du déclassement demeurent la responsabilité d'OPG.

TransCanada a constaté cette acquisition à titre de participation comptabilisée à la valeur de consolidation et déclarera le bénéfice en tant que bénéfice tiré d'une participation.

Aux termes de CAE, Bruce Power L.P. a vendu environ 45 pour cent de la production cumulée prévue pour les installations Bruce A et Bruce B en 2003, 40 pour cent en 2004 et 30 pour cent en 2005.

ÉLECTRICITÉ – STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

TransCanada continuera de miser sur les occasions découlant de l'évolution de l'industrie et assurera sa croissance par l'ajout de nouveaux approvisionnements d'électricité. Pour TransCanada, l'excellence opérationnelle demeurera une priorité de tous les instants au moment d'aménager de nouvelles installations. L'expansion des établissements du nord-est des États-Unis et des établissements de l'Ouest continuera de s'appuyer sur un portefeuille équilibré d'opérations de commercialisation à court terme dans le cadre des activités actuelles et de nouvelles occasions, jumelées à des ventes à moyen et à long terme à des clients industriels. TransCanada continuera de commercialiser la production d'électricité de façon à maximiser la valeur de son portefeuille de centrales et à rehausser les flux de trésorerie. La Société examinera de nouvelles acquisitions possibles d'envergure variée dans les marchés ciblés qui cadrent avec ses objectifs stratégiques, directement ou par l'entremise de S.E.C. Électricité.

BRUCE POWER L.P.

En février 2003, TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., qui détient la centrale nucléaire de Bruce, située près du lac Huron, en Ontario. Ce placement a indirectement fait augmenter la capacité de production nominale de TransCanada de 992 MW, et une capacité supplémentaire de 486 MW devrait être ajoutée après la remise en exploitation de certains réacteurs vers le milieu de 2003.

Les possibilités de croissance de l'entreprise d'électricité demeurent prometteuses à court et à long terme. Dans le contexte actuel, l'industrie de l'électricité présente à la fois des occasions et des enjeux pour TransCanada. Pour assurer sa croissance tout en maximisant le potentiel de la composition de ses actifs, l'entreprise d'électricité aura recours à un amalgame d'acquisitions, d'aménagement de nouvelles installations propres et d'expansion de ses entreprises actuelles. TransCanada sait que son parcours sera jalonné d'obstacles, dont le recul des prix de l'électricité, l'augmentation du coût des facteurs de production et les risques liés à la construction de nouvelles centrales. Pour les surmonter, la Société examinera des acquisitions possibles comprenant des installations alimentées par diverses sources de combustible, telles que la centrale nucléaire de Bruce, afin de diversifier davantage son portefeuille d'actifs. Elle misera sur ses compétences techniques et des modèles de gestion éprouvés pour aménager de nouveaux projets. TransCanada mettra à profit les connaissances acquises dans les marchés déréglementés de l'Alberta et de la Nouvelle-Angleterre pour affirmer sa présence en Ontario.

L'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, tant celui de gros que de détail, a officiellement eu lieu le 1^{er} mai 2002. Cependant, en novembre 2002, le gouvernement a adopté des mesures législatives et des règlements visant à réviser sa position. À l'heure actuelle, le prix de l'électricité que doivent payer les petits consommateurs est plafonné à un coût maximal de 4,3 cents par kilowatt-heure. Ce plafond n'influe pas sur le marché de gros, où TransCanada exerce principalement ses activités. Le prix de gros moyen par kilowatt-heure pour la période allant de mai 2002 à février 2003 a été d'environ 30 pour cent supérieur au prix maximal payé par les petits consommateurs.

Le bénéfice net de l'entreprise d'électricité en 2003 devrait être légèrement supérieur à celui de 2002, principalement en raison de l'investissement de TransCanada dans les centrales électriques de Bruce, de ManChief et de Bear Creek. L'entreprise d'électricité continuera de rechercher des occasions de rehausser les résultats solides produits par le reste de ses activités de production d'électricité en assurant la commercialisation et la gestion dynamiques de l'ensemble de son portefeuille. Les fluctuations du coût du gaz, les modifications aux règlements, les conditions météorologiques, l'absence de volatilité des prix, la capacité disponible des centrales et la stabilité de l'industrie de l'électricité en général sont autant de facteurs qui pourraient influencer négativement sur le bénéfice. Pour assurer la croissance de son portefeuille d'actifs de production d'électricité, l'entreprise d'électricité recherchera des investissements générant des flux de trésorerie stables et prévisibles, par le truchement de contrats comportant des revenus appréciables ou de la production d'électricité à des coûts de distribution peu élevés.

ÉLECTRICITÉ – RISQUES D'ENTREPRISE

Capacité disponible Le maintien de la capacité disponible des centrales est l'un des facteurs critiques du succès soutenu de l'entreprise d'électricité, et ce risque est atténué par l'engagement d'assurer un excellent rendement d'exploitation dans chacune des centrales électriques. Cet engagement continuera de guider l'entreprise en 2003 et par la suite. Des arrêts d'exploitation imprévus pourraient toutefois entraîner des achats aux prix du marché pour permettre à TransCanada de respecter ses obligations contractuelles d'alimentation en électricité.

Fluctuation des prix du marché TransCanada exerce ses activités sur des marchés hautement concurrentiels principalement soumis à l'influence des prix. L'instabilité des prix de l'électricité est attribuable à des facteurs de marché tels que le coût du combustible des centrales électriques, de même que les fluctuations de l'offre et de la demande, qui sont elles-mêmes fortement influencées par les conditions météorologiques, les habitudes de consommation et la capacité disponible des centrales. Ces risques inhérents au marché sont gérés de diverses façons : conclusion de contrats d'achat et de vente à long terme, tant pour l'électricité produite que pour le combustible utilisé par les centrales; 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 TransCanada 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 à la rubrique « Gestion des risques » et à la note 13 afférente aux états financiers.

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 et de commercialisation de TransCanada. Il pourrait s'agir du plafonnement des prix ou de tentatives de contrôler le marché de gros en encourageant la construction de centrales électriques. TransCanada continue de surveiller le dossier de la déréglementation et d'y participer activement.

Conditions météorologiques Les fluctuations de la demande causées par les variations de température et des conditions atmosphériques peuvent susciter la volatilité du prix de l'électricité et influencer sur les résultats en raison des obligations de TransCanada aux termes de certains contrats d'approvisionnement à long terme. De plus, 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 de l'Hudson influe sur la production et le bénéfice correspondant de l'installations hydroélectrique de Curtis Palmer.

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 volume peu élevé d'électricité qu'elle ne vend pas à court terme pour profiter d'une souplesse accrue dans la gestion des actifs de son portefeuille. La volatilité des prix sur le marché pourrait se répercuter sur la vente éventuelle de ce volume d'électricité sur le marché libre. Aux termes de CAE et d'autres ententes de commercialisation, TransCanada a vendu la presque totalité de ses approvisionnements en électricité prévue en 2003, et de 70 à 80 pour cent de ceux prévus de 2004 à 2006.

Siège social

POINTS SAILLANTS

Réduction des charges nettes Les charges nettes en 2002 ont diminué de 15 millions de dollars, ou 22 pour cent, comparativement à 2001.

Compression des coûts En 2002, la Société a de nouveau réduit ses charges générales et administratives liées aux activités abandonnées.

APERÇU DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Charges générales et administratives liées aux activités abandonnées	4	13	18
Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés	64	62	111
Intérêts créditeurs et autres produits	(16)	(8)	(49)
Charges nettes, après impôts	52	67	80

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

- **Charges générales et administratives liées aux activités abandonnées** Les charges générales de la Société liées aux activités abandonnées sont imputées au secteur Siège social.
- **Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés** Les charges financières directes sont présentées dans les secteurs d'activité respectifs. Elles sont principalement liées aux titres d'emprunt 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.

Après impôts, les charges nettes du secteur Siège social ont totalisé 52 millions de dollars en 2002, comparativement à 67 millions de dollars en 2001 et à 80 millions de dollars en 2000.

La diminution de 2002 par rapport à 2001 s'explique essentiellement par le montant inférieur des charges générales et administratives engagées à l'appui des activités abandonnées et l'incidence positive de la baisse des taux d'intérêt, annulés en partie par la hausse des charges financières du secteur Siège social découlant de la décision sur le rendement équitable. La réduction de 2001 par rapport à 2000 est surtout attribuable au montant moins élevé des charges financières et des charges liées aux titres privilégiés par suite de soldes débiteurs nets inférieurs et du rachat de titres privilégiés, annulé en partie par des recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars inscrits en 2000 pour refléter l'incidence des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition. En 2001, les charges financières reflétaient l'incidence sur un exercice complet des montants portés en réduction de la dette en 2000 ainsi que d'autres remboursements de la dette effectués en 2001.

Les résultats des exercices 2001 et 2000 comprennent un ajustement de 5 millions de dollars et de (2) millions de dollars au titre de gains (pertes) de change, respectivement, pour tenir compte de l'adoption rétroactive d'une modification comptable publiée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) au sujet de la conversion des devises étrangères. Cette modification de convention comptable n'a eu aucune incidence sur les résultats de 2002.

Situation de trésorerie et sources de financement

POINTS SAILLANTS

Accroissement des flux de trésorerie En 2002, les fonds provenant des activités poursuivies ont augmenté de 203 millions de dollars, ou 13 pour cent, comparativement à 2001.

Croissance soutenue Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions, ont dépassé 3,0 milliards de dollars au cours des trois derniers exercices.

Réduction de la dette Au cours des trois derniers exercices, la Société a affecté plus de 4,0 milliards de dollars au remboursement de la dette à long terme et au rachat d'actions et de titres privilégiés.

Majoration du dividende Le conseil d'administration de TransCanada a majoré le dividende trimestriel sur les actions ordinaires pour les trois derniers exercices consécutifs, y compris une hausse de 8 pour cent qui porte le dividende de 0,25 \$ à 0,27 \$ pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

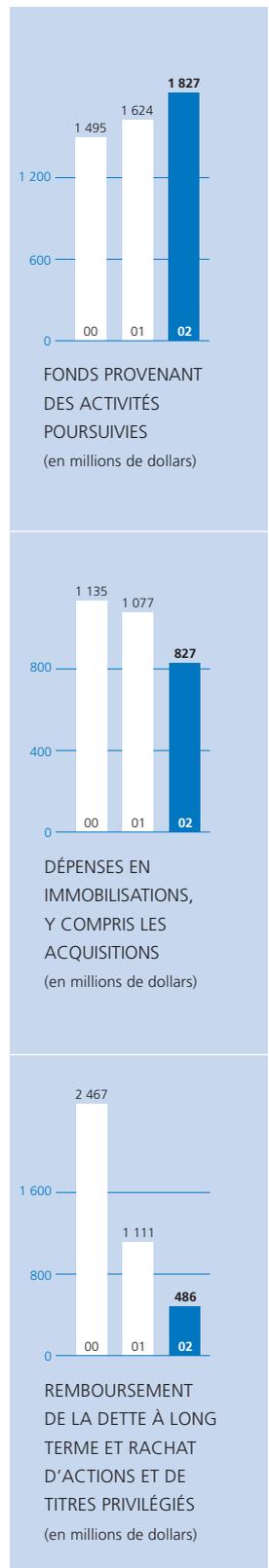
Flux de trésorerie liés à l'exploitation Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 1,8 milliard de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, comparativement à 1,6 milliard de dollars en 2001 et à 1,5 milliard de dollars en 2000. L'entreprise de transport a généré la majorité des flux de trésorerie liés à l'exploitation pour chacun des trois derniers exercices.

La Société a également réduit la dette à long terme ainsi que le nombre d'actions et de titres privilégiés pendant chacun des trois derniers exercices. La capacité de TransCanada de générer à court et à long terme des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance était aussi grande au 31 décembre 2002 qu'elle l'avait été au cours des derniers exercices.

Activités d'investissement Exception faite des acquisitions, les dépenses en immobilisations ont totalisé 599 millions de dollars en 2002, comparativement à 492 millions de dollars en 2001 et à 812 millions de dollars en 2000. 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 ainsi qu'à la construction de nouvelles centrales électriques en Alberta.

En 2002, TransCanada s'est portée acquéreur de la centrale électrique de ManChief, en contrepartie de 209 millions de dollars et d'une participation dans la société en commandite NBPLP, au prix de 19 millions de dollars. En 2001, TransCanada a acheté Curtis Palmer Hydroelectric Company, L.P. en contrepartie de 438 millions de dollars et, par l'entremise d'une société en commandite, elle a effectivement fait l'acquisition, au coût de 110 millions de dollars, de 50 pour cent des droits et obligations de la CAE de Sundance B, dont la capacité de production est de 706 MW.

En 2001 et 2000, les activités d'investissement de TransCanada comprenaient également des produits de 1,17 milliard de dollars et de 2,23 milliards de dollars, respectivement, réalisés à la vente d'actifs non essentiels conformément à ses plans de désinvestissement.



Activités de financement TransCanada a affecté une partie de ses liquidités pour rembourser des dettes à l'échéance totalisant 486 millions de dollars et réduire de 46 millions de dollars le montant des effets à payer en 2002 ainsi que pour rembourser des dettes à l'échéance de 793 millions de dollars et racheter des titres privilégiés totalisant 318 millions de dollars en 2001. TransCanada avait, en 2001, augmenté les effets à payer de 186 millions de dollars. En 2000, TransCanada avait affecté le produit de l'aliénation d'éléments d'actif et des flux de trésorerie liés à l'exploitation, soit environ 2,5 milliards de dollars, au remboursement de la dette à long terme et au rachat d'actions privilégiées. La Société avait également affecté 25 millions de dollars à la réduction des effets à payer en 2000. Des dividendes et des charges liées aux titres privilégiés totalisant 546 millions de dollars ont été payés en 2002, comparativement à 517 millions de dollars et 536 millions de dollars en 2001 et 2000, respectivement.

En janvier 2003, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires; ce dernier passe de 0,25 \$ par action à 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003. Il s'agit du troisième exercice consécutif pour lequel une majoration du dividende est approuvée. En janvier 2002, le conseil d'administration de TransCanada avait approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires, pour le faire passer 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 en raison de laquelle le dividende passait 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 36 millions de dollars en 2002, comparativement à 109 millions de dollars en 2001. Les rentrées nettes liées aux activités concernant la dette sans recours des coentreprises s'étaient élevées à 122 millions de dollars en 2000.

Activités de crédit En 2002, TransCanada a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis lui permettant 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 et des actions ordinaires, des actions privilégiées ou des titres de créance totalisant 1 milliard de dollars US, respectivement. Toute offre de vente de titres en vertu de ces prospectus préalables sera faite exclusivement sous forme de suppléments de prospectus déposés auprès des autorités en valeurs mobilières concernées.

En décembre 2002, TransCanada a mis en place une nouvelle facilité de crédit d'un montant de 1,5 milliard de dollars auprès d'un syndicat bancaire pour remplacer les lignes de crédit échéant vers le milieu de 2003. La nouvelle 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.

Au 31 décembre 2002, la Société disposait de facilités de crédit totales de 2,0 milliards de dollars à l'appui de son programme d'effets de commerce et à d'autres fins générales. Au 31 décembre 2002, la Société avait affecté environ 269 millions de dollars du total de ses lignes de crédit aux lettres de crédit utilisées à l'appui de ses ententes commerciales.

Les cotes de crédit sur les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société 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. Le 23 décembre 2002, Standard & Poor's a placé sa cote sur les titres d'emprunt non garantis de premier rang de TransCanada sous surveillance pour cause de perception négative. DBRS et Moody's continuent de considérer ses perspectives d'avenir comme étant stables.

Obligations et engagements Au 31 décembre 2002, la dette à long terme totalisait 9,3 milliards de dollars, comparativement à 9,8 milliards de dollars au 31 décembre 2001. La quote-part de TransCanada du total de la dette sans recours des coentreprises au 31 décembre 2002, soit 1,3 milliard de dollars, était comparable au montant inscrit à l'exercice précédent. Le total des billets à payer, y compris ceux des coentreprises, s'établissait à 297 millions de dollars au 31 décembre 2002, comparativement à 343 millions de dollars au 31 décembre 2001. 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 2002, les remboursements obligatoires de la dette du fait des échéances et des exigences au titre des fonds d'amortissement liées à la dette à long terme et à la quote-part de la dette sans recours des coentreprises s'établissent comme suit :

REMBOURSEMENTS OBLIGATOIRES

Aux décembre 31	2003	2004	2005	2006	2007	2008+
<i>(en millions de dollars)</i>						
Dette à long terme	517	386	375	453	621	6 980
Dette sans recours des coentreprises	75	42	462	26	24	668
Total des remboursements	592	428	837	479	645	7 648

Au 31 décembre 2002, 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'établissent approximativement comme suit :

PAIEMENTS AU TITRE DES CONTRATS DE LOCATION-EXPLOITATION

Aux décembre 31	2003	2004	2005	2006	2007
<i>(en millions de dollars)</i>					
Versements de loyers minimums	27	25	25	24	22
Montants récupérés aux termes des sous-locations à bail	(9)	(7)	(7)	(7)	(6)
Versements nets	18	18	18	17	16

En 2003, la Société devra capitaliser ses régimes de retraite d'un montant qui devrait être environ le double du montant de 54 millions de dollars capitalisé en 2002. Cette capitalisation supplémentaire est nécessaire en raison du rendement des placements, qui a été inférieur aux attentes à long terme en 2002, des nouvelles réductions des taux d'actualisation utilisés pour calculer le passif des régimes de retraite et des modifications ponctuelles des modalités des régimes.

Au 31 décembre 2002, TransCanada détenait une participation de 35,6 pour cent 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, 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). Le prix de rachat sera réglé par TransCanada au comptant ou, à son gré, sous forme d'actions ordinaires de TransCanada ou d'une combinaison de comptant et d'actions ordinaires.

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 2002, le montant prélevé sur cette ligne de crédit totalisait 37 millions de dollars, comparativement à 16 millions de dollars au 31 décembre 2001.

Au 31 décembre 2002, TransCanada détenait une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte. Le 28 mai 2001, 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 et d'une durée de deux ans (facilité de crédit de TransCanada). Aux 31 décembre 2002 et 2001, la société en commandite n'avait fait aucun prélèvement de fonds aux termes de la facilité de crédit de TransCanada.

La Société n'est liée par aucune garantie relativement à la dette à long terme de tiers non apparentés au 31 décembre 2002. 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.

TransCanada a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement des titres de créance de TransGas, advenant que, par suite de modifications législatives, TransGas ne dispose pas des fonds suffisants pour rembourser l'intérêt et le capital des titres de créance de 206 millions de dollars US émis auprès du public. La Société détient une participation indirecte de 46,5 pour cent 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 font défaut de verser leur apport. Tout paiement effectué par TransCanada aux termes de cet accord est converti en actions de TransGas. Le risque éventuel dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TransCanada. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La Société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

Dans le cadre de l'acquisition de Bruce Power L.P., les membres du Consortium ont garanti, solidairement et proportionnellement, certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power L.P. relativement aux permis d'exploitation, aux baux, aux conventions de vente d'électricité et aux services contractuels. La part de TransCanada du risque net aux termes de ces garanties était évaluée à environ 260 millions de dollars au moment de la ratification de l'acquisition.

Éventualités Le procureur général de la Californie a déposé une plainte auprès de la Cour supérieure de la Californie en vertu du Business and Professions Code de la Californie.

La plainte allègue que certaines filiales de TransCanada et sociétés lui étant affiliées se sont livrées à des opérations de vente ou d'achat d'électricité en Californie pour lesquelles les exigences de présentation de l'information de la loi intitulée *Federal Power Act* et les ordonnances de la FERC n'ont pas été respectées. TransCanada estime que les activités de ses filiales et des sociétés lui étant affiliées sont conformes aux exigences de la loi intitulée *Federal Power Act* et de la FERC. TransCanada croit que la plainte n'est pas fondée et se défend vigoureusement. La Société n'a constitué aucune provision liée à un passif éventuel.

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 du fait qu'ils se soient vu imposer, sur leurs terrains, une zone de contrôle qui se situe dans les 30 mètres de part et d'autre 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.

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.
- **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 profils de risque 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 et de gestion des risques du conseil d'administration.

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 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 auxquels elle est exposée 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 Société est également exposée à un risque de perte en raison du défaut de contreparties de respecter leurs engagements financiers.

La haute direction revoit ces risques et en fait rapport au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration régulièrement.

Gestion du risque de prix lié à la commercialisation de l'électricité 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 à ses investissements dans des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère, à ses portefeuilles d'emprunts à long terme visant ses entreprises tant réglementées que non réglementées ainsi qu'à ses 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.

Les pratiques adoptées par la Société pour gérer le risque de marché sont décrites à la rubrique Gestion des risques de change et des taux d'intérêt de la note 13 afférente aux états financiers consolidés.

Gestion du risque de contrepartie Le risque de contrepartie concerne la capacité de la contrepartie d'honorer ses engagements de paiement en temps opportun aux termes des modalités de la convention ou du contrat passé. 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 13 afférente aux états financiers consolidés.

Risques et gestion du risque lié au Protocole de Kyoto Lorsque le gouvernement du Canada aura précisé son plan de mise en œuvre du Protocole de Kyoto, TransCanada sera mieux en mesure d'en évaluer les incidences sur ses activités. Toute mesure qui rend les produits et les services de TransCanada plus coûteux nuit à la compétitivité de la Société. Les études laissent entendre qu'on pourrait assister à une baisse importante des activités pétrolières et gazières dans le BSOC, ce qui réduirait les volumes transportés par le réseau de gazoducs de la Société et se traduirait par une hausse importante de ses frais d'exploitation.

Depuis quelques années, TransCanada étudie des moyens de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), volontairement et en collaboration avec les producteurs et les consommateurs d'énergie. La Société a réalisé des améliorations sur les plans technique et opérationnel qui découlent en grande partie d'une efficacité énergétique accrue, d'une combustion plus propre et 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) et des contrôles internes de présentation de l'information financière (contrôles internes). Cette évaluation se déroule sous la supervision du chef de la direction et du chef des finances, et avec leur participation.

Les contrôles et mécanismes de présentation de l'information sont conçus pour assurer que l'information devant être fournie dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières est consignée, traitée, résumée et présentée de façon opportune, et que la direction de TransCanada, y compris le chef de la direction et le chef des finances, peut prendre des décisions opportunes en se fondant sur cette information. Les contrôles internes consistent en des mécanismes conçus pour fournir une assurance raisonnable que les opérations sont autorisées comme il se doit, que les actifs sont protégés contre un usage non autorisé ou inapproprié, et que les opérations sont inscrites et déclarées d'une façon appropriée. Les contrôles de gestion du risque fournissent un appui important aux contrôles de présentation de l'information et aux contrôles internes.

Dans les 90 jours précédant le dépôt du présent rapport annuel, la direction de TransCanada a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles de présentation de l'information et des contrôles internes. Cette évaluation a permis au chef de la direction et au chef des finances de conclure 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;
- les contrôles internes de TransCanada permettent de fournir l'assurance que les états financiers consolidés de 2002 donnent une image fidèle de la situation financière de la Société.

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 estime que ces trois critères ont été respectés. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient en 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 14 et 8 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 continue d'assumer une responsabilité éventuelle à des obligations aux termes de certains contrats relatifs à l'entreprise de commercialisation du gaz dont elle s'est dessaisie. En 2001, la Société avait reporté la constatation de gains après impôts d'environ 100 millions de dollars qui, au 31 décembre 2002, étaient toujours

compris dans la provision pour perte découlant des activités abandonnées. La Société a recours à des estimations pour déterminer le risque auquel elle est exposée relativement à ces contrats. Ces estimations se rapportent principalement aux prix du marché futurs. La rubrique Activités abandonnées présente des renseignements complémentaires sur cette obligation.

Dotation 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 848 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. La dotation aux amortissements influe sur les entreprises de transport et d'électricité de la Société. Pour l'entreprise de transport, les taux d'amortissement sont approuvés par les organismes de réglementation et sont recouverts en fonction du coût des services ou des produits offerts. Par conséquent, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations de l'entreprise de transport 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

Gestion du risque de prix En 2002, la Société a adopté la méthode de la comptabilité d'exercice pour les contrats de commerce de produits énergétiques, conclus dans le cadre de ses activités poursuivies, qui étaient auparavant comptabilisés selon la méthode d'évaluation à la valeur marchande. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités. Cette modification élimine les gains et les pertes non matérialisés sur les contrats de commerce de produits énergétiques constatés en vertu de la méthode d'évaluation à la valeur marchande. La note 2 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence de cette modification comptable.

Conversion des devises étrangères TransCanada a adopté, en 2002, une modification apportée au chapitre 1650 du *Manuel de l'ICCA*, « Conversion des devises étrangères ». Cette modification supprime le report et l'amortissement des gains et des pertes de change non matérialisés au titre des éléments monétaires libellés en devises étrangères dont la durée de vie prédéterminée ou prévisible s'étend au-delà de la fin de l'exercice subséquent. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités. La note 2 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence de cette modification comptable.

Rémunération à base d'actions TransCanada a adopté, en 2002, le chapitre 3870 du *Manuel de l'ICCA*, « Rémunérations et autres paiements à base d'actions ». Ce chapitre définit les normes de constatation, d'évaluation et de présentation de la rémunération et d'autres paiements à base d'actions en échange de biens et de services. Il s'applique aux opérations dans le cadre desquelles une entreprise attribue des actions ordinaires, des options sur actions ou d'autres instruments de capitaux propres ou engage des passifs dont le montant est fonction du prix des actions ordinaires ou d'autres instruments de capitaux propres. Cette norme permet aux entreprises soit de passer en charges, durant la période d'acquisition, la juste valeur des options sur actions attribuées, soit d'en divulguer

l'incidence. La Société a choisi de passer en charges les options sur actions. Cette nouvelle norme a été appliquée prospectivement. La note 2 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence de cette modification comptable.

Information à fournir sur les garanties En 2002, TransCanada a adopté la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité intitulée « Information à fournir sur les garanties » publiée par le Conseil des normes comptables de l'ICCA. Cette norme exige que le garant présente de l'information significative au sujet des garanties qu'il a accordées, sans égard au fait qu'il doive ou non effectuer des paiements aux termes des garanties. Se reporter à la note 18 afférente aux états financiers consolidés.

Relations de couverture En novembre 2001, le Conseil des normes comptables de l'ICCA a adopté la Note d'orientation concernant la comptabilité, *Relations de couverture*, qui définit les normes de documentation et d'efficacité des relations de couverture. Les dispositions de ces normes 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 n'entrevoit pas que la nouvelle exigence canadienne ait une incidence importante sur ses états financiers.

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 adoptera prospectivement à compter du 1^{er} mai 2003, ne nécessitera pas 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.

Obligations au titre de la désaffectation des actifs En janvier 2003, l'ICCA a publié un nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Obligations au titre de la désaffectation des actifs ». Le nouveau chapitre porte sur la constatation et l'évaluation des passifs liés aux obligations au titre de la désaffectation 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 actifs. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif lié à une obligation au titre de la désaffectation des actifs 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. Ce chapitre, que la Société adoptera à compter du 1^{er} janvier 2004, ne devrait pas avoir d'incidence importante sur ses états financiers.

Activités abandonnées

REVUE FINANCIÈRE

Le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 un plan visant l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. L'entreprise de commercialisation du gaz assurait la prestation de services d'approvisionnement, de transport et de gestion des biens et fournissait des produits et services financiers structurés à ses clients au Canada et dans le nord des États-Unis. En décembre 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (plan de décembre) visant l'aliénation de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises.

Ces entreprises sont comptabilisées en tant qu'activités abandonnées. Le bénéfice net (la perte nette) et les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont présentés en tant qu'activités abandonnées dans les états consolidés des résultats et des flux de trésorerie. L'actif net lié aux activités abandonnées inclus dans les bilans consolidés est présenté séparément dans la note 19 afférente aux états financiers consolidés.

En 2002, la Société a constaté un bénéfice net (une perte nette) de néant, puisque la provision pour perte découlant des activités abandonnées existante a été revue par la direction et jugée adéquate. Tout ajustement à l'estimation de la perte d'aliénation nette sera constaté en tant que gain ou perte au titre des activités abandonnées durant l'exercice où de tels changements sont déterminés.

En 2001, la Société a 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 d'aliénation, et un bénéfice net de 3 millions de dollars antérieur à l'approbation du plan relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz. En 2001, la Société a également constaté un ajustement positif de 20 millions de dollars, après impôts, au plan de décembre.

En 2000, la Société a constaté un gain net de 61 millions de dollars découlant des activités abandonnées. Ce montant comprend des pertes d'exploitation de 139 millions de dollars liées à l'entreprise de commercialisation de gaz antérieures à l'approbation du plan ainsi qu'un gain net de 200 millions de dollars lié au plan de décembre et découlant principalement de l'excédent du produit sur les estimations initiales.

La Société continue d'assumer une responsabilité éventuelle à des obligations aux termes de certains contrats de commerce de produits énergétiques relatifs à l'entreprise de commercialisation du gaz dont elle s'est dessaisie. En 2001, la Société a reporté la constatation de gains après impôts sur des ventes totalisant environ 100 millions de dollars. Au 31 décembre 2002, ces gains reportés étaient toujours compris dans la provision pour perte découlant des activités abandonnées, et ils seront constatés dans le bénéfice découlant des activités abandonnées au fur et à mesure que le risque sous-jacent diminue. Les volumes sous-jacents devraient diminuer 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, qui pourrait être important, est conditionnel à certains événements futurs, dont il n'est pas possible de déterminer la réalisation et dont le montant, le cas échéant,

dépend des prix et conditions qui prévaudront sur le marché à une date future. 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 TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

Les principales données financières trimestrielles consolidées des exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001 sont présentées à la rubrique Principales données financières trimestrielles et annuelles consolidées à la page 83 du rapport annuel et sont intégrées à la présente analyse par renvoi.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

La présente analyse par la direction 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 2002

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 une analyse par la direction qui se fonde sur les résultats financiers de la Société, lesquels ont été établis conformément aux PCGR du Canada. L'analyse par la direction, qui compare la performance financière de la Société pour les exercices 2002 et 2001, devrait être lue à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. De plus, l'analyse par la direction met en relief les changements importants qui sont survenus entre 2000 et 2001. La note 20 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence des différences importantes entre les PCGR du Canada et des États-Unis sur les états financiers consolidés.

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 permettent d'assurer, avec un degré raisonnable de certitude, que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôles comptables internes, la direction communique aux employés les principes directeurs de la Société en matière d'éthique.

Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification et de gestion des risques 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 et de gestion des risques rencontre au moins quatre fois la direction ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante d'ordre comptable ou au sujet des contrôles internes et de 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 et de gestion des risques sans l'autorisation préalable de la direction.

En ce qui a trait aux vérificateurs externes, KPMG s.r.l., le comité de vérification et de gestion des risques 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 d'experts-comptables dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les vérificateurs indépendants, KPMG s.r.l., ont été nommés par les actionnaires afin qu'ils expriment leur 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 52, fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et chef de la direction,



Harold N. Kvisle

Le vice-président directeur et chef des finances,



Russell K. Girling

Le 25 février 2003

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
Produits	5 214	5 275	4 384
Charges d'exploitation			
Coût des marchandises vendues	627	712	133
Autres coûts et charges	1 546	1 618	1 539
Amortissement	848	793	737
	3 021	3 123	2 409
Bénéfice d'exploitation	2 193	2 152	1 975
Autres charges (produits)			
Charges financières (note 8)	867	889	953
Charges financières des coentreprises (note 9)	90	107	113
Intérêts créditeurs et autres produits	(86)	(77)	(115)
Gain à la vente d'actifs	–	–	(37)
	871	919	914
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 322	1 233	1 061
Impôts sur les bénéfices (note 14)	517	480	354
Bénéfice net découlant des activités poursuivies (Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées (note 19)	805	753	707
	–	(67)	61
Bénéfice net	805	686	768
Charges liées aux titres privilégiés (note 10)	36	45	44
Dividendes sur actions privilégiées	22	22	35
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	747	619	689
Bénéfice net (perte nette) revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies	747	686	628
Activités abandonnées	–	(67)	61
	747	619	689
Bénéfice net (perte nette) par action (note 12)			
Activités poursuivies	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	(0,14)	0,13
De base	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$
Dilué	1,55 \$	1,30 \$	1,45 \$

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	805	753	707
Amortissement	848	793	737
Impôts futurs	247	127	74
Gain à la vente d'actifs	–	–	(37)
Autres	(73)	(49)	14
Fonds provenant des activités poursuivies	1 827	1 624	1 495
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation <i>(note 17)</i>	33	170	(416)
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	1 860	1 794	1 079
Rentrées nettes (sorties nettes) liées aux activités abandonnées	59	(659)	853
	1 919	1 135	1 932
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(599)	(492)	(812)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(228)	(585)	(323)
Aliénation d'éléments d'actif	–	1 170	2 233
Montants reportés et autres	(115)	30	(31)
(Sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(942)	123	1 067
Activités de financement			
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(546)	(517)	(536)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(46)	186	(25)
Réduction de la dette à long terme	(486)	(793)	(2 139)
Dette sans recours émise par les coentreprises	44	23	404
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(80)	(132)	(282)
Actions ordinaires émises	50	24	5
Parts de coentreprises émises	–	59	–
Titres privilégiés rachetés	–	(318)	–
Actions privilégiées rachetées	–	–	(328)
Sorties nettes liées aux activités de financement	(1 064)	(1 468)	(2 901)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(87)	(210)	98
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	299	509	411
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	212	299	509

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

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	212	299
Débiteurs	691	655
Stocks	178	177
Autres	102	43
	1 183	1 174
Placements à long terme <i>(note 7)</i>	291	268
Immobilisations corporelles <i>(notes 4, 8 et 9)</i>	17 496	17 685
Autres éléments d'actif <i>(note 5)</i>	946	827
	19 916	19 954
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer <i>(note 15)</i>	297	343
Créditeurs	902	786
Intérêts courus	227	233
Tranche de la dette à long terme échéant à court terme <i>(note 8)</i>	517	483
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme <i>(note 9)</i>	75	44
Provision pour perte découlant des activités abandonnées <i>(note 19)</i>	234	264
	2 252	2 153
Montants reportés	353	393
Dette à long terme <i>(note 8)</i>	8 815	9 347
Impôts futurs <i>(note 14)</i>	226	39
Dette sans recours des coentreprises <i>(note 9)</i>	1 222	1 295
Débentures subordonnées de rang inférieur <i>(note 10)</i>	238	237
	13 106	13 464
Capitaux propres		
Titres privilégiés <i>(note 10)</i>	674	675
Actions privilégiées <i>(note 11)</i>	389	389
Actions ordinaires <i>(note 12)</i>	4 614	4 564
Surplus d'apport	265	263
Bénéfices non répartis	854	586
Écarts de conversion <i>(note 13)</i>	14	13
	6 810	6 490
Engagements, éventualités et garanties <i>(note 18)</i>		
Événement postérieur <i>(note 21)</i>	19 916	19 954

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 DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Solde au début de l'exercice	586	395	85
Bénéfice net	805	686	768
Charges liées aux titres privilégiés	(36)	(45)	(44)
Dividendes sur actions privilégiées	(22)	(22)	(35)
Dividendes sur actions ordinaires	(479)	(428)	(379)
	854	586	395

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

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de TransCanada PipeLines Limited

Nous avons vérifié les bilans de TransCanada PipeLines Limited aux 31 décembre 2002 et 2001 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 2002. 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 2002 et 2001, 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 2002 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG s.r.l.

Comptables agréés

Calgary, Canada

Le 25 février 2003

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou la Société) est l'une des plus importantes sociétés énergétiques en Amérique du Nord. TransCanada exerce ses activités dans deux secteurs, le transport et l'électricité, chacune des entreprises proposant des produits et services différents.

TRANSPORT

L'entreprise de transport 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) et 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). En outre, elle détient les participations que possède la Société dans d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis, et elle exerce des activités de recherche et d'aménagement de nouvelles installations de transport de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.

ÉLECTRICITÉ

L'entreprise d'électricité construit, détient et exploite des centrales électriques et commercialise l'électricité. Cette entreprise 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 20 explique les principales différences. Les montants sont présentés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certains autres 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.

Périmètre de consolidation Les états financiers englobent les comptes de TransCanada PipeLines Limited et ceux de ses filiales ainsi que sa quote-part des comptes de ses coentreprises. La Société 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 et du réseau de la Colombie-Britannique 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 juin 2002, l'ONÉ a fait connaître à TransCanada sa décision au sujet de la demande concernant un rendement équitable (décision sur le rendement équitable) en vue de déterminer le coût en capital à inclure dans le calcul des droits définitifs de 2001 et de 2002 pour son réseau principal au Canada. La décision sur le rendement équitable au sujet du coût en capital prévoyait une augmentation du ratio du capital-actions ordinaires réputé, passant de 30 pour cent à 33 pour cent à compter du 1^{er} janvier 2001. L'ONÉ a également décidé que le rendement du capital-actions calculé selon la formule de l'ONÉ demeurerait approprié pour le réseau principal au Canada, ce qui donne lieu à un taux de rendement autorisé du capital-actions ordinaires de 9,61 pour cent en 2001 et de 9,53 pour cent en 2002. 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.

Immobilisations corporelles

Transport 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 stations de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 et 5 pour cent; des taux divers s'appliquent aux postes de comptage et autres immobilisations. Les frais d'enlèvement des immobilisations et de restauration des lieux ne peuvent être déterminés; ils sont inscrits lorsqu'ils peuvent être estimés au prix d'un effort raisonnable, et dans la mesure où ils sont approuvés par les organismes de réglementation. 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 et autres Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement entre 2 et 5 pour cent. Les autres immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement entre 4 et 20 pour cent.

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. Les CAE sont comprises dans le poste Autres éléments d'actif.

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 tenir compte des 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 de 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, dans les capitaux propres.

Les gains ou les pertes de change liés au capital de la dette libellée en devises, 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 considérés comme 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 protéger les opérations afférentes au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

Pour être comptabilisé à titre d'opération de couverture, un instrument dérivé doit être désigné comme tel et être efficace. Une opération 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. Une opération 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 comme opération de couverture est réglé par anticipation, le gain ou la perte en découlant 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 opérations de couverture sont reportées et amorties sur la durée des contrats de couverture.

Régimes d'avantages sociaux La Société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées. Le coût des prestations acquises dans le cadre des régimes à prestations déterminées et des autres avantages 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 escompté 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 pour cent 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. Outre le régime de retraite à prestations déterminées, la Société offrait auparavant à ses employés deux régimes supplémentaires, soit un régime de retraite à cotisations déterminées et un régime cumulant des prestations déterminées et des cotisations déterminées, auxquels elle a mis fin au 31 décembre 2002.

NOTE 2 Modifications comptables

Gestion du risque de prix En 2002, la Société a adopté la méthode de la comptabilité d'exercice pour les contrats de commerce de produits énergétiques, conclus dans le cadre de ses activités poursuivies, qui étaient auparavant comptabilisés selon la méthode d'évaluation à la valeur marchande. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités. Cette modification élimine les gains et les pertes non matérialisés sur les contrats de commerce de produits énergétiques constatés en vertu de la méthode d'évaluation à la valeur marchande. Au 1^{er} janvier 2000, l'incidence cumulative de cette modification comptable a été de néant. L'incidence de la modification sur le bénéfice net des exercices terminés les 31 décembre 2001 et 31 décembre 2000 s'est traduite par une hausse de 11 millions de dollars (0,02 \$ par action) et une baisse de 20 millions de dollars (0,04 \$ par action), respectivement. L'incidence de cette modification est reflétée dans les résultats du secteur Électricité. En vertu de la méthode de la comptabilité d'exercice, le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 est de 13 millions de dollars (0,03 \$ par action) supérieur au chiffre qui aurait été inscrit en vertu de la méthode d'évaluation à la valeur marchande.

Conversion des devises étrangères TransCanada a adopté, en 2002, une modification apportée au chapitre 1650 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA)*, « Conversion des devises étrangères ». Cette modification supprime le report et l'amortissement des gains et des pertes de change non matérialisés au titre des éléments monétaires libellés en devises étrangères dont la durée de vie prédéterminée ou prévisible s'étend au-delà de la fin de l'exercice subséquent. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités. Au 1^{er} janvier 2000, l'incidence cumulative de cette modification comptable s'était traduite par une augmentation de 3 millions de dollars des bénéfices non répartis. L'incidence de la modification sur le bénéfice net des exercices terminés les 31 décembre 2001 et 31 décembre 2000 a été une hausse de 5 millions de dollars (0,01 \$ par action) et une baisse de 2 millions de dollars (0,01 \$ par action), respectivement. L'incidence de cette modification est reflétée dans les résultats du secteur Siège social. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

Rémunération à base d'actions TransCanada a adopté, en 2002, le chapitre 3870 du *Manuel de l'ICCA*, « Rémunérations et autres paiements à base d'actions ». Ce chapitre définit les normes de constatation, d'évaluation et de présentation de la rémunération et d'autres paiements à base d'actions en échange de biens et de services. Il s'applique aux opérations dans le cadre desquelles une entreprise attribue des actions ordinaires, des options sur actions ou d'autres instruments de capitaux propres ou engage des passifs dont le montant est fonction du prix des actions ordinaires ou d'autres instruments de capitaux propres. Cette norme permet aux entreprises soit de passer en charges, durant la période d'acquisition, la juste valeur des options sur actions attribuées, soit d'en divulguer l'incidence. Cette nouvelle norme a été appliquée prospectivement.

La Société a choisi de passer en charges les options sur actions, et cette modification comptable constatée en 2002 s'est traduite par l'imputation d'une charge de 2 millions de dollars au bénéfice net. Cette charge est reflétée dans les résultats des secteurs Transport et Électricité. La Société utilise le modèle de Black et Scholes pour effectuer ce calcul, en fonction d'hypothèses de moyenne pondérée de 5 ans pour la durée prévue, de 4,7 pour cent pour le taux d'intérêt, de 18 pour cent pour la volatilité et de 4,7 pour cent pour le taux de rendement des actions.

L'incidence des modifications comptables sur les bilans consolidés, les états consolidés des résultats et les états consolidés des flux de trésorerie au 31 décembre 2001 et au 31 décembre 2000 et pour les exercices terminés à ces dates, respectivement, s'établit comme suit :

	Augmentation (Diminution)	
	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>		
Bilan consolidé		
Actifs de commerce de produits énergétiques		
Actif à court terme	(152)	(582)
Actif à long terme	(365)	(379)
Autres éléments d'actif	322	215
Actif d'impôts futurs	–	15
Total de l'actif	(195)	(731)
Passifs de commerce de produits énergétiques		
Passif à court terme	(72)	(542)
Passif à long terme	(112)	(170)
Passif d'impôts futurs	(8)	–
Total du passif	(192)	(712)
Bénéfices non répartis	(3)	(19)
État consolidé des résultats		
Produits	26	(37)
Charges d'exploitation	9	–
Charges financières	(6)	2
Impôts sur les bénéfices – exigibles et futurs	7	(17)
Bénéfice net	16	(22)
État consolidé des flux de trésorerie		
Fonds provenant des activités poursuivies	110	212
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(110)	(212)

NOTE 3 Informations sectorielles

Bénéfice net (perte nette)⁽¹⁾

Exercice terminé le 31 décembre 2002	Transport	Électricité	Siège social	Total
<i>(en millions de dollars)</i>				
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 charges liées aux actions et titres privilégiés	(821)	(13)	(91)	(925)
Charges financières des coentreprises	(90)	–	–	(90)
Intérêts créditeurs et autres produits	50	13	23	86
Impôts sur les bénéfices	(458)	(84)	25	(517)
Activités poursuivies	653	146	(52)	747
Activités abandonnées				–
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				747
Exercice terminé le 31 décembre 2001				
<i>(en millions de dollars)</i>				
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 charges liées aux actions et titres privilégiés	(856)	(15)	(85)	(956)
Charges financières des coentreprises	(98)	(9)	–	(107)
Intérêts créditeurs et autres produits	30	13	34	77
Impôts sur les bénéfices	(392)	(106)	18	(480)
Activités poursuivies	585	168	(67)	686
Activités abandonnées				(67)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				619
Exercice terminé le 31 décembre 2000				
<i>(en millions de dollars)</i>				
Produits	3 856	528	–	4 384
Coût des marchandises vendues ⁽²⁾	–	(133)	–	(133)
Autres coûts et charges	(1 252)	(256)	(31)	(1 539)
Amortissement	(698)	(35)	(4)	(737)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 906	104	(35)	1 975
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(877)	(3)	(152)	(1 032)
Charges financières des coentreprises	(101)	(12)	–	(113)
Intérêts créditeurs et autres produits	52	9	54	115
Gain à la vente d'actifs	11	26	–	37
Impôts sur les bénéfices	(368)	(39)	53	(354)
Activités poursuivies	623	85	(80)	628
Activités abandonnées				61
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				689

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

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

Total de l'actif

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Transport	16 979	17 269
Électricité	2 292	1 880
Siège social	457	480
Activités poursuivies	19 728	19 629
Activités abandonnées	188	325
	19 916	19 954

Renseignements géographiques

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Produits ⁽³⁾			
Canada – marché intérieur	2 731	3 303	2 765
Canada – exportation	1 641	1 329	1 120
États-Unis	842	643	499
	5 214	5 275	4 384

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

Immobilisations corporelles

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Canada	15 479	15 752
États-Unis	2 017	1 933
	17 496	17 685

Dépenses en immobilisations

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Transport	382	285	354
Électricité	193	121	104
Siège social	11	34	60
Activités poursuivies	586	440	518
Activités abandonnées	13	52	294
	599	492	812

NOTE 4 Immobilisations corporelles

Aux 31 décembre	2002			2001		
	Amortissement Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Amortissement Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<i>(en millions de dollars)</i>						
Transport						
Réseau de l'Alberta						
Gazoducs	4 922	1 755	3 167	4 810	1 607	3 203
Compression	1 517	479	1 038	1 489	413	1 076
Postes de comptage et autres	919	237	682	964	258	706
	7 358	2 471	4 887	7 263	2 278	4 985
En construction	4	–	4	33	–	33
	7 362	2 471	4 891	7 296	2 278	5 018
Réseau principal au Canada						
Gazoducs	8 674	2 933	5 741	8 659	2 708	5 951
Compression	3 291	709	2 582	3 400	738	2 662
Postes de comptage et autres	429	118	311	444	124	320
	12 394	3 760	8 634	12 503	3 570	8 933
En construction	15	–	15	21	–	21
	12 409	3 760	8 649	12 524	3 570	8 954
Gazoducs nord-américains et autres						
Gazoducs	4 070	1 573	2 497	3 942	1 472	2 470
Autres	121	60	61	120	53	67
	4 191	1 633	2 558	4 062	1 525	2 537
	23 962	7 864	16 098	23 882	7 373	16 509
Électricité						
Installations de production d'électricité	1 693	398	1 295	1 432	365	1 067
Autres	77	38	39	77	34	43
	1 770	436	1 334	1 509	399	1 110
Siège social	120	56	64	114	48	66
	25 852	8 356	17 496	25 505	7 820	17 685

NOTE 5 Autres actifs

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Conventions d'achat d'électricité – Canada	297	314
Conventions d'achat d'électricité – États-Unis	325	221
Activités abandonnées	103	200
Autres	221	92
	946	827

La charge d'amortissement au titre des CAE s'est établie à 28 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (18 millions de dollars en 2001; néant en 2000). Au 31 décembre 2002, l'amortissement cumulé pour les CAE – Canada et les CAE – États-Unis s'établissait à 32 millions de dollars et 14 millions de dollars, respectivement (14 millions de dollars et 4 millions de dollars, respectivement au 31 décembre 2001). En 2002, la Société a fait l'acquisition de CAE – États-Unis d'une valeur de 114 millions de dollars. En 2001, la Société avait fait l'acquisition de CAE – Canada d'une valeur de 110 millions de dollars et de CAE – États-Unis d'une valeur de 225 millions de dollars.

NOTE 6 Participations dans les coentreprises

	Participation	Quote-part de TransCanada				
		Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices			Actif net	
		Exercices terminés les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2002	2001	2000	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>						
Transport						
Great Lakes	50,0 %	102	89	84	492	473
Iroquois	41,0 % ⁽¹⁾	30	27	22	160	132
Foothills	50,0-74,5 %	29	26	33	204	215
TC PipeLines, LP	33,4 %	24	23	5	158	136
Trans Québec & Maritimes	50,0 %	13	15	14	79	80
CrossAlta	60,0 %	21	15	11	35	22
Autres	Diverses	7	4	4	17	18
Électricité						
S.E.C. TransCanada Électricité	35,6 % ⁽²⁾	26	21	21	244	253
ASTC Power Partnership	50,0 % ⁽³⁾	–	–	–	105	118
Ocean State Power	⁽⁴⁾	–	–	22	–	–
		252	220	216	1 494	1 447

1) En mai 2001, la Société a porté sa participation dans Iroquois de 35,0 pour cent à 41,0 per cent.

2) Durant 2000, la Société a porté sa participation dans S.E.C. TransCanada Électricité de 32,7 pour cent à 41,6 pour cent, et en octobre 2001, elle l'a ramenée à 35,6 pour cent.

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

4) En octobre 2000, la Société a augmenté sa participation dans la centrale électrique d'Ocean State Power pour la faire passer de 70,1 pour cent à 100 pour cent, et ce placement a été consolidé par la suite.

Les bénéfices non répartis au 31 décembre 2002 comprenaient une tranche de 433 millions de dollars (347 millions de dollars en 2001) qui représente les bénéfices non répartis de ces entreprises.

Information financière sommaire relative aux coentreprises

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Résultats			
Produits	680	592	603
Autres coûts et charges	(251)	(172)	(155)
Amortissement	(119)	(119)	(132)
Charges financières et autres	(58)	(81)	(100)
Quote-part du bénéfice avant impôts des coentreprises	252	220	216

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Flux de trésorerie			
Exploitation	323	279	321
Activités d'investissement	(125)	21	(80)
Activités de financement	(210)	(291)	(240)
Quote-part de (la diminution) l'augmentation de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	(12)	9	1

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Bilans		
Encaisse et placements à court terme	63	75
Autres éléments d'actif à court terme	127	92
Placements à long terme	148	132
Immobilisations corporelles	2 503	2 490
Autres actifs et montants reportés (montant net)	103	135
Passif à court terme	(164)	(118)
Dette sans recours	(1 222)	(1 295)
Impôts futurs	(64)	(64)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	1 494	1 447

Certaines coentreprises du secteur Transport font payer la Société pour le transport du gaz. Ces charges sont conformes aux tarifs approuvés par les organismes de réglementation, et la quote-part de la Société est éliminée au sein du secteur Transport.

NOTE 7 Placements à long terme

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Northern Border	129	132
TransGas	75	70
Portland	68	66
Autres	19	–
	291	268

Le placement comptabilisé à la valeur de consolidation dans Northern Border (Northern Border) est le résultat de la participation de 33,4 pour cent que la Société détient dans TC PipeLines, LP, qui détient à son tour une participation de 30,0 pour cent dans Northern Border Pipeline Company. La Société détient une participation de 33,3 pour cent dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (Portland) et une participation de 46,5 pour cent dans TransGas de Occidente S.A. (TransGas). Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2002 comprenaient une tranche de 44 millions de dollars (40 millions de dollars en 2001) qui représente les bénéfices réinvestis dans ces entreprises, dans lesquelles la Société a des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Les bénéfices tirés de ces participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'élevaient à 34 millions de dollars (25 millions de dollars en 2001; 28 millions de dollars en 2000).

NOTE 8 Dette à long terme

		2002		2001	
	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					
Débentures et billets					
En dollars CA	2003 à 2024	798	11,0 %	819	11,0 %
En dollars US (500 \$ US en 2002; 625 \$ US en 2001)	2004 à 2023	790	8,3 %	995	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	767	7,4 %	774	7,4 %
En dollars US (233 \$ US en 2002 et 2001)	2026 à 2029	368	7,7 %	371	7,7 %
Emprunts non garantis					
En dollars US (107 \$ US en 2002 et 2001)	2003	169	2,1 %	170	2,3 %
		2 892		3 129	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(271)		(322)	
		2 621		2 807	
Réseau principal au Canada					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres Sterling (£25 en 2002 et 2001)	2007	64	16,5 %	58	16,5 %
Débentures					
En dollars CA	2008 à 2020	1 354	10,9 %	1 455	10,9 %
En dollars US (800 \$ US en 2002 et 2001)	2012 à 2023	1 264	9,2 %	1 274	9,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2003 à 2031	2 405	7,0 %	2 585	7,1 %
En dollars US (120 \$ US en 2002 et 2001)	2010	190	6,1 %	191	6,1 %
		5 277		5 563	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(330)		(337)	
		4 947		5 226	
Autres					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	342	6,6 %	342	6,6 %
En dollars US (665 \$ US en 2002 et 2001)	2006 à 2029	1 050	6,8 %	1 059	6,8 %
Débentures subordonnées					
En dollars US (57 \$ US en 2002 et 2001)	2006	90	9,1 %	91	9,1 %
Emprunts et débentures non garantis					
En dollars CA	2003	110	8,4 %	110	8,4 %
En dollars US (109 \$ US en 2002; 123 \$ US en 2001)	2006 à 2011	172	8,3 %	195	8,3 %
		1 764		1 797	
		9 332		9 830	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à court terme		517		483	
		8 815		9 347	

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 pour cent (8,3 pour cent en 2001); débentures subordonnées en dollars US, Autres – 9,0 pour cent (8,9 pour cent en 2001).

Remboursements obligatoires Les remboursements obligatoires de la dette à long terme de la Société du fait des échéances et des exigences au titre du fonds d'amortissement s'établissent à environ 517 millions de dollars pour 2003, 386 millions de dollars pour 2004, 375 millions de dollars pour 2005, 453 millions de dollars pour 2006 et 621 millions de dollars pour 2007.

Programmes généraux d'enregistrements en attente Au 31 décembre 2002, TransCanada pouvait émettre des actions ordinaires, des actions privilégiées ou des titres de créance, y compris des billets à moyen terme, totalisant 2 milliards de dollars aux termes de son programme général d'enregistrements en attente au Canada et des actions ordinaires, des actions privilégiées ou des titres de créance totalisant 1 milliard de dollars US aux termes de son programme général d'enregistrements en attente aux États-Unis.

Réseau de l'Alberta

Débetures Les débetures totalisant 225 millions de dollars sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, aux dates de remboursement, le remboursement d'un maximum de 8 pour cent du montant en capital impayé majoré des intérêts courus et impayés. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2002.

Billets à moyen terme Des billets à moyen terme totalisant 50 millions de dollars comportent une disposition permettant aux détenteurs de reporter l'échéance du remboursement initial des billets à moyen terme de 2007 à 2027. Si l'échéance est reportée, le taux d'intérêt serait majoré pour passer de 6,1 pour cent à 7,0 pour cent, 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 constitué du réseau principal actuel et futur au Canada et aux contrats actuels et futurs de transport de gaz naturel de la Société.

Billets à moyen terme Des billets à moyen terme totalisant 98 millions de dollars sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, à des dates de remboursement en 2003, le remboursement du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés.

Autres

Billets à moyen terme Des billets à moyen terme totalisant 150 millions de dollars et 145 millions de dollars US sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, en 2005 et en 2004 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 pour cent à un taux fondé sur le taux de rendement des obligations du Trésor des États-Unis à 30 ans majoré de l'écart avec les taux de crédit des sociétés en fonction du marché.

Charges financières

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Intérêts sur la dette à long terme	850	890	974
Reports et amortissements réglementés	(17)	(30)	(11)
Intérêts débiteurs et autres charges financières à court terme	34	38	47
	867	898	1 010
Charges financières – activités abandonnées	–	(9)	(57)
	867	889	953

La Société a effectué des paiements d'intérêts de 866 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (936 millions de dollars en 2001; 1 024 millions de dollars en 2000).

NOTE 9 Dette sans recours des coentreprises

	Dates de remboursement	2002		2001	
		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 (261 \$ US en 2002; 284 \$ US en 2001)	2005 à 2030	412	8,0 %	452	8,1 %
Iroquois					
Billets de premier rang non garantis (151 \$ US en 2002; 82 \$ US en 2001)	2010 à 2027	239	7,5 %	132	8,7 %
Emprunt bancaire (16 \$ US en 2002; 71 \$ US en 2001)	2009	25	3,2 %	112	5,7 %
Foothills					
Billets de premier rang non garantis	2005	325	3,3 %	336	3,1 %
Billets de premier rang garantis	2005	62	6,7 %	63	6,3 %
Trans Québec & Maritimes					
Obligations de première hypothèque	2005 à 2010	143	7,3 %	143	7,3 %
Emprunt à terme	2003	40	2,8 %	42	4,6 %
TC Pipelines, LP					
Billets de premier rang non garantis (4 \$ US en 2002; 7 \$ US en 2001)	2004	6	3,0 %	11	5,3 %
Autres					
	2003 à 2012	45	5,6 %	48	6,5 %
		1 297		1 339	
Moins : tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme		75		44	
		1 222		1 295	

1) L'encours est indiqué 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 2002, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sur l'emprunt bancaire d'Iroquois et les billets de premier rang non garantis de Foothills résultant des swaps étaient de 4,8 pour cent (6,3 pour cent en 2001) et de 5,8 pour cent (5,9 pour cent en 2001), respectivement.

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 obligatoires 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 75 millions de dollars en 2003, 42 millions de dollars en 2004, 462 millions de dollars en 2005, 26 millions de dollars en 2006 et 24 millions de dollars en 2007.

Charges financières des coentreprises

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Intérêts sur la dette à long terme sans recours	90	107	149
Autres	–	–	5
	90	107	154
Charges financières des coentreprises – activités abandonnées	–	–	(41)
	90	107	113

En ce qui concerne les paiements d'intérêts effectués par les coentreprises pour les activités poursuivies, la quote-part de la Société s'élevait à 88 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (100 millions de dollars en 2001; 99 millions de dollars en 2000).

NOTE 10 Débentures subordonnées de rang inférieur et titres privilégiés

Aux 31 décembre	Dates de remboursement	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>			
Débentures subordonnées de rang inférieur			
Émission à 8,75 % (160 million de dollars US en 2002 et 2001)	2045	218	218
Titres privilégiés			
Émission à 8,25 % (13 millions de dollars US en 2002; 12 millions de dollars US en 2001)	2047	20	19
		238	237

La différence de change sur le montant en capital des débentures subordonnées de rang inférieur 8,75 pour cent et des titres privilégiés 8,25 pour cent, qui servent au financement du réseau principal au Canada, sera récupérée par le truchement de la tarification.

Débentures subordonnées de rang inférieur Les débentures subordonnées de rang inférieur 8,75 pour cent d'un montant de 160 millions de dollars US sont rachetables à leur valeur nominale par la Société. La Société peut choisir de reporter les paiements d'intérêts sur les débentures subordonnées de rang inférieur. Les intérêts et les intérêts reportés, s'il en est, doivent être réglés au comptant.

Titres privilégiés Les titres privilégiés 8,25 pour cent d'un montant de 460 millions de dollars US sont rachetables par la Société à leur valeur nominale à tout moment à compter du 8 octobre 2003 et, dans certaines circonstances, avant cette date. La Société peut choisir de reporter les paiements d'intérêts sur les titres privilégiés et de régler les intérêts reportés au comptant ou en actions ordinaires.

Puisque la Société peut, à son gré, régler les intérêts reportés en émettant des actions ordinaires, les titres privilégiés sont classés selon leur composante passif et leur composante capitaux propres. La composante capitaux propres des titres privilégiés s'élevait à 674 millions de dollars au 31 décembre 2002 (675 millions de dollars en 2001).

Le 7 novembre 2001, la Société a racheté des titres privilégiés 8,50 pour cent d'un montant de 200 millions de dollars US, y compris les intérêts courus et impayés à la date de rachat, sans prime ou pénalité.

La Société a engagé des charges après impôts liées aux titres privilégiés de 36 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (45 millions de dollars en 2001; 44 millions de dollars en 2000).

NOTE 11 Actions privilégiées

Aux 31 décembre	Nombre d'actions	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2002	2001
<i>(en milliers)</i>			<i>(en millions de dollars)</i>		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				389	389

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises en 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, la Société pourra racheter ces actions moyennant 50 \$ l'action.

NOTE 12 Actions ordinaires

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars)
En circulation au 1^{er} janvier 2000	474 531	4 535
Levée d'options	382	5
En circulation au 31 décembre 2000	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

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 478,3 millions d'actions et 480,7 millions d'actions (475,8 millions d'actions et 477,6 millions d'actions en 2001; 474,6 millions d'actions et 475,2 millions d'actions en 2000), respectivement.

Options d'achat d'actions	Nombre d'actions	Prix de levée moyen pondéré	Options pouvant être levées
	(en milliers)		(en milliers)
En circulation au 1^{er} janvier 2000	12 871	20,27 \$	9 661
Octroyées	3 475	10,30 \$	
Levées	(382)	12,86 \$	
Annulées ou échues	(573)	18,85 \$	
En circulation au 31 décembre 2000	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

L'information relative aux options d'achat d'actions en circulation au 31 décembre 2002 est présentée sommairement dans le tableau ci-dessous :

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 13,91 \$	2 243	7,1	10,62 \$	1 889	10,72 \$
14,21 \$ à 18,89 \$	3 098	7,1	17,52 \$	2 286	17,35 \$
19,00 \$ à 20,59 \$	2 830	5,7	20,07 \$	2 780	20,09 \$
21,00 \$ à 21,86 \$	2 173	8,9	21,43 \$	755	21,42 \$
22,85 \$ à 24,61 \$	2 548	5,1	24,49 \$	2 548	24,49 \$
	12 892	6,8	18,92 \$	10 258	18,95 \$

Le régime d'options d'achat d'actions à l'intention des employés clés (KESIP) permet d'octroyer à certains employés clés, dont quelques-uns sont également des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquies des actions ordinaires de la Société. Les options peuvent être levées au prix fixé au moment de leur octroi. En règle générale, il est permis d'acheter, à la date à laquelle l'option est octroyée, une tranche de 25 pour cent des actions

ordinaires visées par l'option et, à la date d'anniversaire de chacune des trois années suivant son octroi, une tranche de 25 pour cent de ces actions. Le 25 février 2002, la Société a émis 1 946 300 options d'achat d'actions ordinaires au prix de 21,43 \$ aux termes du KESIP. Au 31 décembre 2002, une tranche supplémentaire de six millions d'actions ordinaires a été réservée pour émission future aux termes du KESIP. La Société comptabilise la charge de rémunération sur la période d'acquisition qui est de trois ans.

Régime d'unités d'actions subalternes (UAS) Le Société a mis en vigueur le régime UAS le 1^{er} janvier 2002. Il s'agit d'un régime d'encouragement à l'intention des employés de longue durée et de portée générale aux termes duquel 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 sera versée au terme de la période d'acquisition.

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 confère à certains porteurs le droit d'acquérir des actions ordinaires de la Société à un prix correspondant à 50 pour cent de leur cours à ce moment-là. Ce régime a été prorogé par les actionnaires en 2001 avec certaines modifications.

Restrictions relatives aux dividendes Certaines dispositions régissant les actions privilégiées, les titres privilégiés, les débetures subordonnées de rang inférieur et les titres d'emprunt de la Société pourraient restreindre la capacité de cette dernière de déclarer des dividendes, tant sur les actions privilégiées que sur les actions ordinaires. Au 31 décembre 2002, la capacité de la Société de déclarer des dividendes n'était aucunement restreinte ni modifiée par de telles dispositions.

NOTE 13 Gestion du risque de prix et instruments financiers

La Société émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris des billets libellés en monnaie étrangère, achète et vend des produits énergétiques de base et investit dans des activités à l'étranger. En conséquence, elle est exposée aux 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 et représentant les gains ou pertes nets non matérialisés en rapport avec les instruments dérivés annule en partie les écarts de conversion dans les capitaux propres. 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 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 et les billets à payer sont évalués à leur valeur comptable, en raison de leur échéance à court terme. La juste valeur de la dette à long terme, de la dette à long terme sans recours des coentreprises et des débetures 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 cours du marché à la fin de l'exercice. Ces justes valeurs estimatives 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 et des limites pour ce qui est du risque de crédit. Au 31 décembre 2002, dans le cas des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une partie donnée s'élevaient à 168 millions de dollars et à 60 millions de dollars respectivement. Au 31 décembre 2002, dans le cas des contrats de commerce d'électricité, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une partie donnée s'élevaient à 4 millions de dollars et à 1 million 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 évaluation 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 2002 et 2001, la Société détenait des éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère, ce qui l'expose au risque lié aux variations des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés afin de couvrir le risque de change, et ce, après impôts. Les swaps de devises comportent un taux d'intérêt variable que la Société couvre en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie de taux d'intérêt. Le portefeuille d'instruments dérivés de la Société comprend des contrats de durées allant jusqu'à cinq 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 conversion qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont inscrits comme écarts de conversion dans les capitaux propres.

Actif (passif) aux 31 décembre	2002		2001	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<i>(en millions de dollars)</i>				
Risque de change				
Swaps de devises				
En dollars US	(8)	(8)	(5)	(5)
Contrats de change à terme				
En dollars US	(4)	(4)	(6)	(6)
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	1	9	–	–
En dollars US	1	(13)	–	(1)

Au 31 décembre 2002, les montants nominaux de référence des swaps de devises étaient de 350 millions de dollars US (150 millions de dollars US en 2001), les montants nominaux de référence des contrats de change à terme étaient de 225 millions de dollars US (375 millions de dollars US en 2001), et les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 309 millions de dollars (néant en 2001) et de 350 millions de dollars US (50 millions de dollars US en 2001).

Rapprochement des écarts de conversion

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Solde au début de l'exercice	13	13
Gains à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	3	11
Pertes de change liées aux instruments dérivés, et autres	(2)	(11)
	14	13

Gestion du risque lié au prix de l'énergie Pour les besoins de la gestion globale de son portefeuille de contrats, la Société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel. Son portefeuille d'instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel est constitué principalement de swaps et d'options d'une durée pouvant atteindre quatre ans et dont les engagements relatifs au prix sont soit fixes, soit variables. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel a été calculée en fin d'exercice en fonction des prix à terme estimatifs pour la période visée. Les justes valeurs des swaps et des options aux 31 décembre 2002 et 2001 sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) aux 31 décembre	2002		2001	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<i>(en millions de dollars)</i>				
Swaps – électricité	(36)	(36)	–	(1)
Options – gaz	(3)	(3)	–	–

Au 31 décembre 2002, les volumes de référence étaient de 5 604 gigawatts heure (GWh) (6 013 GWh en 2001) pour ce qui est des swaps d'électricité et de 6,3 milliards de pieds cubes (néant en 2001) pour ce qui est des options liées au gaz.

Couvertures des opérations libellées en dollars US Lorsque les opérations d'achat et de vente sont libellées en diverses monnaies, la Société, afin de réduire les risques et de protéger ses marges, conclut des contrats de change à terme, des swaps de devises 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.

Gestion des risques de change et de taux d'intérêt La Société a recours à des instruments dérivés de devises et de taux d'intérêt pour gérer le risque de change lié à la dette libellée en dollars US et les charges libellées en dollars US ainsi que le risque de taux d'intérêt auquel le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada sont exposés. Ces instruments dérivés comprennent des contrats d'une durée allant jusqu'à dix ans. Certains des gains et pertes matérialisés découlant de ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, selon des modalités établies à l'avance.

Actif (passif) aux 31 décembre	2002		2001	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<i>(en millions de dollars)</i>				
Risque de change				
Swaps de devises	46	46	88	88
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
Dollars CA	4	45	4	26
Dollars US	(1)	4	–	(3)

Au 31 décembre 2002, les montants nominaux de référence des swaps de devises étaient de 162 millions de dollars US (407 millions de dollars US en 2001). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 1 024 millions de dollars (780 millions de dollars en 2001) et de 175 millions de dollars US (125 millions de dollars US en 2001).

La Société a recours à des instruments dérivés de devises et de taux d'intérêt pour gérer le risque de change lié aux autres emprunts libellés en dollars US. Au 31 décembre 2002, la valeur comptable et la juste valeur des swaps de taux d'intérêt en dollars US s'établissaient à 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2001) et à 55 millions de dollars (30 millions de dollars en 2001), respectivement. Les montants nominaux de référence totalisaient 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2001). Ces instruments dérivés comprennent des contrats d'une durée allant jusqu'à huit ans.

Autres justes valeurs

Aux 31 décembre	2002		2001	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<i>(en millions de dollars)</i>				
Dette à long terme				
Réseau de l'Alberta	2 892	3 420	3 129	3 611
Réseau principal au Canada	5 277	6 080	5 563	6 245
Autres	1 765	1 904	1 797	1 837
Dette sans recours des coentreprises	1 297	1 427	1 339	1 408
Débitures subordonnées de rang inférieur	274	276	274	276

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

NOTE 14 Impôts sur les bénéfices

Provision pour impôts sur les bénéfices

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Exigibles			
Canada	229	307	246
Pays étrangers	41	46	34
	270	353	280
Futurs			
Canada	193	70	41
Pays étrangers	54	57	33
	247	127	74
	517	480	354

Répartition géographique du bénéfice

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Canada	1 042	933	858
Pays étrangers	280	300	203
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 322	1 233	1 061

Rapprochement de la charge fiscale

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 322	1 233	1 061
Bénéfice découlant des activités réglementées non assujetti à l'impôt dans l'exercice visé	(22)	(130)	(245)
	1 300	1 103	816
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	39,2 %	42,1 %	44,6 %
Charge fiscale prévue	510	464	364
Charges non déductibles	1	3	3
Écart net entre le taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi et les taux des autorités fiscales étrangères	(13)	(13)	(8)
Impôt des grandes sociétés	30	31	32
Variation de la provision pour moins-value	8	–	(8)
Ajustement des actifs et passifs d'impôts futurs pour tenir compte des modifications aux lois fiscales et aux taux d'imposition en vigueur	–	–	(28)
Autres	(19)	(5)	(1)
Charge fiscale réelle	517	480	354

Actifs et passifs d'impôts futurs

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	91	180
Charges reportées	49	91
Produits reportés	55	49
Crédits d'impôt minimum de remplacement	31	40
Autres	41	29
	267	389
Moins : provision pour moins-value	33	25
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	234	364
Écart entre l'assiette comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et conventions d'achat d'électricité	345	282
Placements dans des filiales et sociétés en commandite	107	116
Autres	8	5
Passifs d'impôts futurs	460	403
Montant net des passifs d'impôts futurs	226	39

La Société applique la méthode de l'impôt exigible pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices 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 1 702 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2002 (1 716 millions de dollars en 2001) 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 60 millions de dollars au 31 décembre 2002 (54 millions de dollars en 2001).

Versements d'impôts sur les bénéfices Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2002, un montant de 257 millions de dollars a été versé au titre des impôts sur les bénéfices (292 millions de dollars en 2001; 231 millions de dollars en 2000).

NOTE 15 Billets à payer

	2002		2001	
	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
<i>(en millions de dollars)</i>		<i>(en millions de dollars)</i>		
Effets de commerce				
En dollars CA	258	2,9 %	340	2,3 %
En dollars US	39	1,4 %	—	—
Billets à payer des coentreprises				
En dollars CA	—	—	3	4,7 %
	297		343	

Au 31 décembre 2002, la Société disposait de facilités de crédit totales de 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 1,5 milliard de dollars représente une nouvelle facilité de crédit auprès d'un syndicat bancaire pour remplacer les lignes de crédit échéant vers le milieu de 2003. La nouvelle 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.

Au 31 décembre 2002, la Société avait affecté environ 269 millions de dollars du total de ses lignes de crédit aux lettres de crédit à l'appui de ses ententes commerciales. L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières définies

par négociation. Les frais que la Société a engagés pour maintenir le solde inutilisé de ces lignes de crédit pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2002 se sont élevés à environ 1 million de dollars (1 million de dollars en 2001).

NOTE 16 Avantages sociaux futurs

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées qui couvrent la presque totalité des salariés; elle offrait un régime de retraite à cotisations déterminées qui a effectivement pris fin au 31 décembre 2002. Les régimes de retraite à prestations déterminées 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 de retraite à cotisations déterminées, les cotisations de la Société étaient fonction du salaire ouvrant droit à pension des participants. Par suite de la cessation du régime de retraite à cotisations déterminées, les participants au régime ont reçu un crédit de service rétroactif aux termes des régimes de retraite à prestations déterminées pour toutes leurs années de service. En échange du crédit de service rétroactif, les participants ont cédé, au 31 décembre 2002, les actifs accumulés dans leur compte du régime de retraite à cotisations déterminées en faveur du régime de retraite à prestations déterminées. Cette modification des régimes de retraite est assujettie aux approbations réglementaires et a donné lieu à des coûts non amortis au titre des services passés de 44 millions de dollars.

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 régimes antérieurs d'avantages postérieurs à l'emploi en un régime à l'intention des employés en service, 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 au titre des services passés de 7 millions de dollars.

La charge totale au titre du régime à cotisations déterminées assumées s'est élevée à 6 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (7 millions de dollars en 2001; 8 millions de dollars en 2000).

Le tableau qui suit présente des renseignements sur les régimes à prestations déterminées de la Société.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2002	2001	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations constituées – au début de l'exercice	659	644	60	55
Coût des services rendus de l'exercice	11	12	2	2
Intérêts débiteurs	43	41	4	4
Cotisations des employés	1	1	–	–
Prestations versées	(58)	(59)	(4)	(3)
Perte actuarielle	93	20	26	2
Modification des régimes	92	–	7	–
Obligation au titre des prestations constituées – à la fin de l'exercice	841	659	95	60
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à leur juste valeur – au début de l'exercice	573	612	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	9	(8)	–	–
Cotisations de l'employeur	48	27	4	3
Cotisations des employés	1	1	–	–
Prestations versées	(58)	(59)	(4)	(3)
Actifs à recevoir du régime à cotisations déterminées	48	–	–	–
Actif des régimes à leur juste valeur – à la fin de l'exercice	621	573	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(220)	(86)	(95)	(60)
Perte actuarielle nette non amortie	246	123	33	7
Coûts non amortis au titre des services passés	44	–	7	–
Obligation transitoire non amortie liée à l'entreprise réglementée	–	–	27	29
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant ⁽¹⁾	70	37	(28)	(24)

¹⁾ Les actifs et les passifs sont inclus dans les postes Autres éléments d'actif et Montants reportés du bilan consolidé de TransCanada.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la Société au titre des prestations constituées et la charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux aux 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2002	2001	2000	2002	2001	2000
Taux d'actualisation	6,25 %	6,75 %	6,80 %	6,50 %	6,85 %	6,90 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs du régime	7,52 %	7,10 %	7,24 %	–	–	–
Taux de croissance de la rémunération	3,75 %	3,50 %	3,50 %	3,75 %	3,50 %	3,50 %

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 8,0 pour cent pour 2003. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5,0 pour cent en 2009 et demeurer fixe par la suite. L'incidence d'une augmentation ou d'une diminution d'un point de pourcentage dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

	Augmentation	Diminution
<i>(en millions de dollars)</i>		
Incidence sur le total des composantes du coût des services rendus et des intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des prestations constituées pour les avantages postérieurs à l'emploi	11	(10)

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

Exercices terminés les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2002	2001	2000	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>						
Coût des services rendus de l'exercice	11	12	15	2	2	2
Intérêts débiteurs	43	41	44	4	4	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(45)	(41)	(45)	–	–	–
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	–	–	–	–	–
Restructuration interne donnant lieu à des compressions	–	–	(5)	–	–	–
	11	12	9	8	8	7
Charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux – activités abandonnées	–	(2)	(2)	–	–	–
Charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux – activités poursuivies	11	10	7	8	8	7

NOTE 17 Variation du fonds de roulement d'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
(Augmentation) diminution des débiteurs	(45)	38	(92)
(Augmentation) diminution des stocks	(3)	52	5
Augmentation des autres éléments d'actif à court terme	(53)	(12)	(6)
Augmentation (diminution) des débiteurs	120	105	(318)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	14	(13)	(5)
	33	170	(416)

NOTE 18 Engagements, éventualités et garanties

Engagements 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'établissent approximativement comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre	Versements de loyers minimums	Montants récupérés aux termes des sous-locations à bail	Versements net
<i>(en millions de dollars)</i>			
2003	27	(9)	18
2004	25	(7)	18
2005	25	(7)	18
2006	24	(7)	17
2007	22	(6)	16

Au 31 décembre 2002, TransCanada détenait une participation de 35,6 pour cent 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, 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). Le prix de rachat sera réglé par TransCanada au comptant ou, à son gré, sous forme d'actions ordinaires de TransCanada ou d'une combinaison de comptant et d'actions ordinaires.

Éventualités Le procureur général de la Californie a déposé une plainte auprès de la Cour supérieure de la Californie en vertu du Business and Professions Code de la Californie. La plainte allègue que certaines filiales de TransCanada et sociétés lui étant affiliées se sont livrées à des opérations de vente ou d'achat d'électricité en Californie pour lesquelles les exigences de présentation de l'information de la loi intitulée *Federal Power Act* et des ordonnances de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis n'ont pas été respectées. TransCanada estime que les activités de ses filiales et des sociétés lui étant affiliées sont conformes aux exigences de la loi intitulée *Federal Power Act* et de la FERC. TransCanada croit que la plainte n'est pas fondée et se défend vigoureusement. La Société n'a constitué aucune provision liée à un passif éventuel.

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 qui se situe dans les 30 mètres de part et d'autre 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.

Garanties TransCanada a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement des titres de créance de TransGas de Occidente, S.A. (TransGas), advenant que, par suite de modifications législatives, TransGas ne dispose pas des fonds suffisants pour rembourser l'intérêt et le capital des titres de créance de 206 millions de dollars US émis auprès du public. La Société détient une participation de 46,5 pour cent 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 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 19 Activités abandonnées

Le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 un plan visant l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. L'entreprise de commercialisation du gaz assurait la prestation de services d'approvisionnement, de transport et de gestion des biens et fournissait des produits et services financiers structurés. En décembre 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (plan de décembre) visant l'aliénation de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises. Les aliénations aux termes des deux plans étaient essentiellement achevées au 31 décembre 2001.

La Société continue d'assumer une responsabilité éventuelle à des obligations aux termes de certains contrats de commerce de produits énergétiques relatifs à l'entreprise de commercialisation du gaz dont elle s'est dessaisie. Le passif éventuel aux termes de ces obligations, qui pourrait être important, est conditionnel à certains événements futurs, dont il n'est pas possible de déterminer la réalisation et dont le montant, le cas échéant, dépend des prix et conditions qui prévaudront sur le marché à une date future. 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. Au 31 décembre 2002, la provision pour perte au titre des activités abandonnées, y compris un montant d'environ 100 millions de dollars représentant les gains après impôts reportés et les obligations restantes liées à l'entreprise de commercialisation du gaz, a été revue et jugée adéquate.

Les produits découlant des activités abandonnées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 se sont élevés à 36 millions de dollars (12 895 millions de dollars en 2001; 15 212 millions de dollars en 2000). La provision pour perte découlant des activités abandonnées au 31 décembre 2002 totalisait 234 millions de dollars (264 millions de dollars en 2001). Ce montant comprenait 129 millions de dollars (129 millions de dollars en 2001) se rapportant à la commercialisation du gaz et 105 millions de dollars (135 millions de dollars en 2001) se rapportant au plan de décembre.

Bénéfice net (perte nette)

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Bénéfice net (perte nette)			
Commercialisation du gaz	–	5	(252)
Impôts sur les bénéfices	–	(2)	113
Résultats d'exploitation avant l'approbation des plans	–	3	(139)
Gain net (perte nette) découlant des activités abandonnées			
Plan de décembre ⁽¹⁾	–	34	295
Impôts sur les bénéfices	–	(14)	(95)
	–	20	200
Commercialisation du gaz ⁽¹⁾	–	(139)	–
Impôts sur les bénéfices	–	49	–
	–	(90)	–
	–	(67)	61

¹⁾ La perte nette à l'aliénation inscrite en 2001, relativement à la commercialisation du gaz, comprend les pertes et gains réels et estimatifs sur les ventes, les résultats des activités abandonnées entre la date d'approbation des plans et les dates d'aliénation prévues, ainsi que les coûts supplémentaires directs liés aux aliénations, y compris les indemnités de départ et les frais d'opération. Les gains nets inscrits en 2001 et 2000 relativement au plan de décembre représentent des ajustements apportés à la provision de 1999 par suite de la réalisation d'opérations et de la révision d'estimations.

Information financière complémentaire Les montants ci-après concernant les activités abandonnées sont inclus dans les bilans consolidés.

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Actif à court terme	79	113
Actif à long terme	109	212
Passif à court terme	(98)	(116)
Passif à long terme	–	(9)
Actif net lié aux activités abandonnées	90	200

NOTE 20 Différences importantes entre les PCGR du Canada et des États-Unis

Rapprochement du bénéfice net

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies déclaré selon les PCGR du Canada	805	753	707
Ajustements pour tenir compte des PCGR des États-Unis			
Charges liées aux titres privilégiés ⁽¹⁾	(58)	(77)	(78)
Incidence fiscale des charges liées aux titres privilégiés	22	32	34
Gains (pertes) non matérialisé(e) sur les instruments dérivés ⁽²⁾	30	(14)	–
Incidence fiscale du gain (de la perte) sur les instruments dérivés	(12)	6	–
(Pertes) gain non matérialisé(e)s sur les contrats de commerce de produits énergétiques ⁽³⁾	(21)	(17)	37
Incidence fiscale des gains (pertes) non matérialisé(e)s sur les contrats de commerce de produits énergétiques	8	6	(17)
Impôts sur les bénéfices découlant de taux d'imposition pratiquement en vigueur ⁽⁴⁾	–	28	(28)
Gain au remboursement anticipé de la dette à long terme ⁽⁵⁾	–	–	(15)
Incidence fiscale du gain au remboursement anticipé de la dette à long terme	–	–	2
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	774	717	642
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées selon les PCGR des États-Unis	–	(67)	61
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133 selon les PCGR des États-Unis	774	650	703
Incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, déduction faite des impôts ⁽²⁾	–	(2)	–
Élément extraordinaire :			
Gain au remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des impôts ⁽⁵⁾	–	–	13
Bénéfice net selon les PCGR des États-Unis	774	648	716
Bénéfice net (perte nette) par action selon les PCGR des États-Unis			
Activités poursuivies	1,57 \$	1,46 \$	1,27 \$
Activités abandonnées	–	(0,14)	0,13
Élément extraordinaire	–	–	0,03
De base	1,57 \$	1,32 \$	1,43 \$
Dilué	1,56 \$	1,32 \$	1,43 \$
Bénéfice net par action selon les PCGR du Canada			
De base	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$
Dilué	1,55 \$	1,30 \$	1,45 \$
Dividendes par action ordinaire	1,00 \$	0,90 \$	0,80 \$

- 1) En vertu des PCGR des États-Unis, les charges financières liées aux titres privilégiés sont constatées à titre de dépense plutôt que de dividendes.
- 2) En 2001, la Société a adopté les dispositions du Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 133 intitulé *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'opérations 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 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 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, au titre de la juste valeur des 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 2002, des gains nets de 38 millions de dollars (36 millions de dollars en 2001) découlant des opérations de couverture des variations de la juste valeur de la dette à long terme, et des pertes nettes de 20 millions de dollars (44 millions de dollars en 2001) de la juste valeur des éléments couverts ont été inclus dans les résultats en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs et des pertes de change. L'écart entre la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé et la variation de la juste valeur de l'élément couvert, soit 18 millions de dollars [(8) millions de dollars en 2001], après impôts, est inclus dans les résultats aux fins des PCGR des États-Unis. En 2002 et 2001, 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 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 2002, (5) millions de dollars [(3) millions de dollars en 2001] se rapportent aux opérations de couverture du risque de taux d'intérêt et 1 million de dollars [(2) millions de dollars en 2001] se rapportent aux opérations de couverture du risque de change. Aucun de ces montants ne devrait être constaté dans les résultats en 2003.

Au 31 décembre 2002, des montants supplémentaires de 198 millions de dollars (162 millions de dollars en 2001) ont été constatés au titre des éléments d'actif et des montants supplémentaires de 196 millions de dollars (187 millions de dollars en 2001) 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.

- 3) En vertu des PCGR des États-Unis, les contrats de commerce de produits énergétiques sont évalués à leur juste valeur, déterminée à la date du bilan. En 2002, TransCanada a adopté les dispositions transitoires du *FASB Emerging Issues Task Force (EITF) 02-3* intitulé *Accounting for Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities*, en vertu desquelles la Société déduit tous les produits et charges évalués à la valeur du marché liés aux contrats de commerce de produits énergétiques. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement avec retraitement des chiffres des exercices antérieurs. En 2003, la Société adoptera intégralement les dispositions de l'EITF 02-3. Les contrats de commerce de produits énergétiques de la Société qui sont des instruments dérivés détenus à des fins commerciales seront évalués à leur juste valeur et comptabilisés conformément aux dispositions du SFAS No. 133. Les contrats de commerce de produits énergétiques de la Société qui ne sont pas des instruments dérivés ne seront pas comptabilisés à la valeur du marché.
- 4) 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 sont constatés en 2001.
- 5) En vertu des PCGR des États-Unis, un gain au remboursement anticipé de la dette à long terme est constaté à titre d'élément extraordinaire et non porté au crédit du bénéfice d'exploitation ordinaire.

États abrégés des résultats selon les PCGR des États-Unis ⁽⁸⁾

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Produits ⁽³⁾⁽⁸⁾	4 284	4 165	3 921
Coût des marchandises vendues	160	47	52
Autres coûts et charges ⁽³⁾⁽⁸⁾	1 532	1 609	1 566
Amortissement	729	675	608
	2 421	2 331	2 226
Bénéfice d'exploitation	1 863	1 834	1 695
Autres (produits) charges			
Bénéfice tiré des participations	(260)	(221)	(247)
Autres charges ⁽⁶⁾	850	931	937
Impôts sur les bénéfices	499	407	363
	1 089	1 117	1 053
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	774	717	642
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées selon les PCGR des États-Unis	–	(67)	61
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, selon les PCGR des États-Unis	774	650	703
Incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, déduction faite des impôts ⁽²⁾	–	(2)	–
Élément extraordinaire :			
Gain au remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des impôts ⁽⁵⁾	–	–	13
Bénéfice net selon les PCGR des États-Unis	774	648	716

Résultat global selon les PCGR des États-Unis

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Bénéfice net selon les PCGR des États-Unis	774	648	716
Ajustements influant sur le résultat global en vertu des PCGR des États-Unis			
Écarts de conversion	1	–	(5)
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs (SFAS No. 87) ⁽⁷⁾	(62)	(86)	–
Incidence fiscale du passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs	22	30	–
Perte non matérialisée sur instruments dérivés ⁽²⁾	(3)	(7)	–
Incidence fiscale de la perte sur instruments dérivés	(1)	2	–
Résultat global avant l'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133 selon les PCGR des États-Unis	731	587	711
Incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, déduction faite des impôts ⁽²⁾	–	(4)	–
Résultat global selon les PCGR des États-Unis	731	583	711

Bilans abrégés consolidés selon les PCGR des États-Unis⁽⁸⁾

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Actif à court terme	1 074	1 162
Actifs à long terme de commerce de produits énergétiques ⁽³⁾	218	255
Placements à long terme	1 629	1 570
Immobilisations corporelles	14 992	15 379
Actif réglementaire ⁽⁹⁾	2 578	2 613
Autres éléments d'actif	893	473
	21 384	21 452
Passif à court terme ⁽¹⁰⁾	1 918	1 844
Provision pour perte découlant des activités abandonnées	234	264
Passifs à long terme de commerce de produits énergétiques ⁽³⁾	41	112
Montants reportés	593	503
Dette à long terme	8 963	9 512
Impôts reportés ⁽⁹⁾	2 692	2 556
Titres privilégiés ⁽¹¹⁾	694	694
Titres privilégiés émis par la fiducie	218	218
Capitaux propres	6 031	5 749
	21 384	21 452

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

Aux 31 décembre	Écarts de conversion cumulatif	Passif minimal au titre des régimes de retraite (SFAS No. 87)	Opérations de couverture des flux de trésorerie (SFAS No. 133)	Total
<i>(en millions de dollars)</i>				
Solde au 1 ^{er} janvier 2000	18	–	–	18
Écarts de conversion	(5)	–	–	(5)
Solde au 31 décembre 2000	13	–	–	13
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs, déduction faite des impôts ⁽⁷⁾	–	(56)	–	(56)
Perte non matérialisée sur instruments dérivés, déduction faite des impôts ⁽²⁾	–	–	(5)	(5)
Incidence cumulative de l'adoption du SFAS No. 133, déduction faite des impôts ⁽²⁾	–	–	(4)	(4)
Solde au 31 décembre 2001	13	(56)	(9)	(52)
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs, déduction faite des impôts ⁽⁷⁾	–	(40)	–	(40)
Perte non matérialisée sur instruments dérivés, déduction faite des impôts ⁽²⁾	–	–	(4)	(4)
Écarts de conversion	1	–	–	1
Solde au 31 décembre 2002	14	(96)	(13)	(95)

- 6) Les autres charges comprennent une provision pour fonds utilisés pendant la construction de 4 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (5 millions de dollars en 2001; 8 millions de dollars en 2000).
- 7) En vertu des PCGR des États-Unis, une perte nette, constatée conformément au SFAS No. 87, *Employers' Accounting for Pensions* à titre de passif supplémentaire de retraite et non encore constatée en tant que charge de retraite nette de l'exercice, doit être comptabilisée en tant que composante du résultat global.
- 8) Selon les PCGR des États-Unis, les états abrégés des résultats consolidés et les bilans abrégés sont dressés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, dans le cas des participations dans les coentreprises. Compte non tenu de l'incidence des autres ajustements pour tenir compte des PCGR des États-Unis, la comptabilisation de ces participations selon la méthode de la consolidation proportionnelle, conformément aux exigences des PCGR du Canada, aboutit aux mêmes montants en ce qui concerne le bénéfice net et les capitaux propres.
- 9) 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.
- 10) Le passif à court terme au 31 décembre 2002 comprend des dividendes à payer de 125 millions de dollars (114 millions de dollars en 2001) et des impôts exigibles de 150 millions de dollars pour l'exercice (149 millions de dollars en 2001).
- 11) En vertu des PCGR des États-Unis, les titres privilégiés sont classés comme des éléments de passif. Leur juste valeur au 31 décembre 2002 était de 743 millions de dollars (740 millions de dollars en 2001). La Société a effectué des paiements au titre des charges sur les titres privilégiés de 58 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (77 millions de dollars en 2001; 78 millions de dollars en 2000).

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

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Passif d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscal des immobilisations corporelles et des conventions d'achat d'électricité	1 703	1 722
Impôts sur les besoins futurs en produits d'exploitation	876	897
Placements dans des filiales et des sociétés en commandite	379	318
Autres	22	16
	2 980	2 953
Actif d'impôts reportés		
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	91	180
Montants reportés	104	140
Autres	126	102
	321	422
Moins : provision pour moins-value	33	25
	288	397
Passifs d'impôts reportés, montant net	2 692	2 556

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 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 770 millions de dollars en 2002 (643 millions de dollars en 2001; 712 millions de dollars en 2000) et un bénéfice net par action (bénéfice de base) de 1,56 \$ en 2002 (1,30 \$ en 2001; 1,43 \$ en 2000).

Divers En juin 2001, le FASB a publié le SFAS No. 143, *Accounting for Asset Retirement Obligations*, qui traite des questions de comptabilité générale et d'information se rapportant aux coûts 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 raisonnable de la juste valeur. Cette dernière 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. La Société est tenue d'adopter les dispositions du SFAS No. 143 pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003, ce qu'elle entend faire. L'adoption de cette nouvelle norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers de la Société.

En août 2001, le FASB a publié le SFAS No. 144, *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-term Assets*, qui traite des questions de comptabilité générale et d'information se rapportant à la perte de valeur ou à l'aliénation d'éléments d'actif à long terme. Les éléments d'actif à aliéner par abandon ou par un échange contre des actifs productifs semblables seront classés comme éléments d'actif détenus à des fins d'utilisation jusqu'à ce qu'ils cessent d'être utilisés. Le SFAS No. 144 définit les critères d'admissibilité des éléments d'actif en tant que biens ou groupes de biens destinés à être vendus. Les éléments d'actif classés comme des biens destinés à être vendus seront évalués à leur valeur comptable ou à leur juste valeur diminuée du coût de vente, selon le moins élevé des deux montants. L'amortissement prendra fin au moment où les biens ou groupes de biens seront classés comme des biens destinés à être vendus. Le SFAS No. 144 élargit la définition des aliénations devant être comptabilisées en tant qu'activités abandonnées pour inclure les éléments d'une entité comprenant un bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie qui peuvent être nettement distingués, sur le plan de l'exploitation et aux fins de la présentation de l'information financière, du reste de l'entité. L'adoption du SFAS No. 144 sur une base prospective n'a pas donné lieu au retraitement des résultats des exercices antérieurs.

En novembre 2002, le FASB a publié la Financial Interpretation (FIN) 45 qui exigera la constatation d'un passif pour la juste valeur de certaines garanties exigeant des paiements 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. Dans le cas des garanties qui existaient au 31 décembre 2002, la FIN 45 exige la présentation de renseignements complémentaires, qui figurent dans les présents états financiers consolidés, dans la mesure où ils s'appliquent à la Société.

En janvier 2003, le FASB a publié la FIN 46 qui exigera la consolidation de certaines entités contrôlées par l'entremise de participations financières qui indiquent un contrôle (appelées « participations variables »). Les participations 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 participations variables d'une entité devra consolider les résultats de l'entité comportant des participations variables. La Société n'a aucune participation variable qui, selon l'interprétation de la FIN 46, donnerait lieu à la consolidation des résultats d'autres entités existant au 31 décembre 2002.

Sommaire des renseignements financiers sur les placements à long terme

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Résultats			
Produits	798	695	700
Autres coûts et charges	(273)	(191)	(175)
Amortissement	(146)	(143)	(156)
Charges financières et autres	(112)	(136)	(154)
Quote-part du bénéfice avant impôts découlant des placements à long terme	267	225	215

Aux 31 décembre	2002	2001
<i>(en millions de dollars)</i>		
Bilans		
Actif à court terme	246	223
Immobilisations corporelles	3 197	3 171
Autres éléments d'actif et montants reportés (montant net)	112	139
Passif à court terme	(216)	(231)
Dette sans recours	(1 646)	(1 669)
Impôts sur les bénéfices reportés	(64)	(63)
Quote-part de l'actif net lié aux placements à long terme	1 629	1 570

NOTE 21 Événement postérieur

En février 2003, la Société a ratifié l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P. et d'une participation d'environ 33,3 pour cent dans Bruce Power Inc., le commandité de Bruce Power L.P., en contrepartie de 376 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 à Ontario Power Generation (OPG).

TransCanada s'est portée acquéreur des participations dans le cadre d'un consortium (le Consortium) regroupant Cameco et BPC Generation Infrastructure Trust, une fiducie établie par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario. Aux termes de l'entente, le Consortium a fait l'acquisition de British Energy (Canada) Ltd. (British Energy), qui détient une participation de 79,8 pour cent dans Bruce Power L.P. et une participation de 50 pour cent dans la centrale électrique de Huron Wind Power L.P., d'une capacité de 9 mégawatts (MW). Bruce Power L.P., aux termes d'un contrat de location conclu avec OPG, est locataire de la centrale nucléaire de Bruce. Le bail vient à échéance en 2018, et est assorti d'une option de renouvellement jusqu'à concurrence de 25 ans. Le combustible épuisé et le passif au titre du déclassement demeurent la responsabilité d'OPG.

Les installations de Bruce Power L.P. consistent en deux centrales nucléaires : Bruce B et Bruce A. Bruce B compte quatre réacteurs qui produisent actuellement 3 140 MW. Bruce A consiste en quatre réacteurs de 769 MW, qui ne sont pas en exploitation à l'heure actuelle. Deux des réacteurs de Bruce A (3 et 4) devraient être remis en exploitation d'ici le milieu de 2003, sous réserve de l'obtention de toutes les approbations réglementaires requises.

À la suite de l'acquisition de Bruce Power L.P., les membres du Consortium ont garanti solidairement, au prorata, certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power L.P. relativement aux permis d'exploitation, aux baux, aux conventions de vente d'électricité et aux services contractuels. La part de TransCanada du risque net aux termes de ces garanties était évaluée à environ 260 millions de dollars au moment de la ratification de l'acquisition.

TransCanada a constaté cette acquisition à titre de participation comptabilisée à la valeur de consolidation et déclarera le bénéfice en tant que bénéfice tiré d'une participation.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

TRIMESTRIELLES ET ANNUELLES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant fournit les principales données financières trimestrielles et annuelles de 2002 et 2001. Les montants sont indiqués en millions de dollars, sauf les montants par action.

	Premier	Deuxième	Troisième	Quatrième	Annuel
<i>(non vérifié)</i>					
2002					
Résultats d'exploitation					
Produits	1 246	1 345	1 285	1 338	5 214
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	201	220	189	195	805
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires					
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
2001					
Résultats d'exploitation					
Produits	1 365	1 338	1 293	1 279	5 275
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	194	202	176	181	753
Bénéfice net (perte nette) revenant aux porteurs d'actions ordinaires					
Activités poursuivies	177	184	159	166	686
Activités abandonnées	(8)	(79)	–	20	(67)
	169	105	159	186	619
Données sur les actions					
Bénéfice net (perte nette) par action – de base et dilué(e)					
Activités poursuivies	0,37	0,39	0,33	0,35	1,44
Activités abandonnées	(0,02)	(0,17)	–	0,05	(0,14)
	0,35	0,22	0,33	0,40	1,30
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,225	0,225	0,225	0,225	0,90

INFORMATION TRIMESTRIELLE ET ANNUELLE SUR LES ACTIONS

(Symbole boursier TRP)

Bourse de Toronto	Premier	Deuxième	Troisième	Quatrième	Annuel
<i>(en dollars)</i>					
2002					
Haut	22,80	23,91	23,63	23,47	23,91
Bas	19,05	21,50	20,51	22,03	19,05
Clôture	21,60	23,00	22,60	22,92	22,92
Volume <i>(en milliers d'actions)</i>	68 790	59 958	74 608	77 165	280 521
2001					
Haut	19,52	19,35	21,13	20,95	21,13
Bas	14,85	17,50	18,45	18,71	14,85
Clôture	19,24	18,75	20,34	19,87	19,87
Volume <i>(en milliers d'actions)</i>	94 732	58 892	57 424	77 207	288 255
Bourse de New York					
<i>(en dollars US)</i>					
2002					
Haut	14,39	15,56	15,53	15,08	15,56
Bas	11,89	13,49	12,91	13,90	11,89
Clôture	13,60	15,32	14,21	14,51	14,51
Volume <i>(en milliers d'actions)</i>	3 569	3 083	4 959	6 929	18 540
2001					
Haut	12,48	12,68	13,41	13,40	13,41
Bas	9,88	11,32	12,17	11,91	9,88
Clôture	12,23	12,33	12,84	12,51	12,51
Volume <i>(en milliers d'actions)</i>	6 587	4 956	4 936	4 668	21 147

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
États des résultats			
Produits	5 214	5 275	4 384
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	805	753	707
Bénéfice net	805	686	768
Résultats par secteur			
Transport	653	585	623
Électricité	146	168	85
Siège social	(52)	(67)	(80)
Activités poursuivies	747	686	628
Activités abandonnées	–	(67)	61
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	747	619	689
États des flux de trésorerie			
Fonds provenant des activités poursuivies	1 827	1 624	1 495
Dépenses en immobilisations et acquisitions			
Activités poursuivies	814	1 025	773
Activités abandonnées	13	52	362
Dividendes et charges sur les titres privilégiés	546	517	536
Bilans			
Actif			
Immobilisations corporelles			
Transport	16 098	16 509	16 894
Électricité	1 334	1 110	771
Siège social	64	66	111
Total de l'actif			
Activités poursuivies	19 728	19 629	19 761
Activités abandonnées	188	325	5 056
Structure du capital			
Dette à long terme	8 815	9 347	9 928
Dette sans recours des coentreprises	1 222	1 295	1 296
Débitures subordonnées de rang inférieur	238	237	243
Titres privilégiés	674	675	969
Actions privilégiées	389	389	389
Avoir des actionnaires ordinaires	5 747	5 426	5 211
Information conforme aux PCGR des États-Unis			
Bénéfice net (perte nette)			
Activités poursuivies, avant éléments extraordinaires	774	715	642
Activités abandonnées	–	(67)	61
Élément extraordinaire	–	–	13
Bénéfice net	774	648	716
Bénéfice net (perte nette) par action			
Activités poursuivies, avant éléments extraordinaires	1,57 \$	1,46 \$	1,27 \$
Activités abandonnées	– \$	(0,14) \$	0,13 \$
Élément extraordinaire	– \$	– \$	0,03 \$
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires – de base	1,57 \$	1,32 \$	1,43 \$
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires – dilué	1,56 \$	1,32 \$	1,43 \$
Avoir des actionnaires ordinaires	5 642	5 360	5 163

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	2002	2001	2000
Données par action ordinaire			
Bénéfice net – de base			
Activités poursuivies	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	(0,14)	0,13
	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$
Bénéfice net – dilué	1,55 \$	1,30 \$	1,45 \$
Dividendes déclarés	1,00 \$	0,90 \$	0,80 \$
Valeur comptable ⁽¹⁾	11,99 \$	11,38 \$	10,97 \$
Cours			
Bourse de Toronto (<i>en dollars CA</i>)			
Haut	23,91	21,13	17,25
Bas	19,05	14,85	9,80
Clôture	22,92	19,87	17,20
Volume (<i>en millions d'actions</i>)	280,5	288,2	400,7
Bourse de New York (<i>en dollars US</i>)			
Haut	15,56	13,41	11,50
Bas	11,89	9,88	6,75
Clôture	14,51	12,51	11,50
Volume (<i>en millions d'actions</i>)	18,5	21,1	28,1
Actions en circulation (<i>en millions</i>)			
Moyenne de l'exercice	478,3	475,8	474,6
Fin de l'exercice	479,5	476,6	474,9
Porteurs d'actions ordinaires inscrits ⁽¹⁾	34 902	36 350	30 758
Ratios financiers			
Rendement de l'avoir moyen des actionnaires ordinaires	13,4 %	11,6 %	13,6 %
Taux de rendement des actions ⁽¹⁾	4,4 %	4,5 %	4,7 %
Ratio cours/bénéfice ⁽¹⁾	14,7	15,3	11,9
Multiple cours/valeur comptable ⁽¹⁾	1,9	1,7	1,6
Ratio de la dette à la dette, plus les capitaux propres ⁽²⁾	58 %	61 %	62 %
Ratio des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies à la dette totale ⁽²⁾	0,19	0,18	0,10
Ratio des bénéfices aux charges fixes ⁽³⁾	2,4	2,2	2,0
Ratio des bénéfices aux charges fixes (<i>selon les PCGR des États-Unis</i>)*	2,2	2,0	2,0

1) Au 31 décembre.

2) La dette ne comprend pas la dette sans recours des coentreprises.

3) Le ratio des bénéfices aux charges fixes est calculé en divisant les charges financières (y compris les intérêts capitalisés) que la Société engage par le bénéfice découlant des activités poursuivies avant les charges financières et les impôts sur les bénéfices, à l'exclusion des bénéfices non distribués des entités émettrices.

* Le ratio est calculé selon la méthode décrite en ³⁾ ci-dessus, mais au moyen des données similaires établies conformément aux PCGR des États-Unis. Les différences sont décrites à la note 20 afférente aux états financiers, « Différences importantes entre les PCGR du Canada et des États-Unis ».

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

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

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

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

Les titres privilégiés sont inscrits à la cote de la Bourse de New York, sous les symboles suivants :

- Titres privilégiés émis par la fiducie 8,75 % ^{SM*} (TOPrSSM) : TCL.Pr;
- Titres privilégiés 8,25 % : TRP.Pr.

Les débetures de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) 7,875 % sont inscrites à la cote de la Bourse de New York sous le symbole : NVA 23.

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

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

Investisseurs non résidents Les dividendes versés par TransCanada à ses actionnaires demeurant à l'extérieur du Canada sont assujettis à une retenue d'impôt fédéral sur les non-résidents. Le taux général est de 15 pour cent pour les investisseurs qui résident aux États-Unis ou dans un autre pays ayant conclu une convention fiscale avec le Canada. Depuis le 1^{er} janvier 2001, l'Internal Revenue Service (IRS) des États-Unis exige que certaines sociétés étrangères qui versent des dividendes ou des intérêts à des personnes des États-Unis (y compris les étrangers qui y sont résidents) assujettissent de tels versements à une retenue fiscale (« Backup Withholding ») de 31 pour cent qui doit être remise au IRS. Cette retenue s'ajoute à la retenue d'impôt de 15 pour cent sur les non-résidents exigée par la loi canadienne. Les résidents de pays avec lesquels le Canada n'a pas conclu de convention fiscale sont assujettis à une retenue d'impôt de 25 pour cent sur les dividendes aux termes de la loi canadienne.

ASSEMBLÉE ANNUELLE

L'assemblée annuelle des actionnaires est prévue pour le 25 avril 2003 et se tiendra à 10 h 30 (heure avancée des Rocheuses) au Roundup Centre, à Calgary (Alberta).

DATES DE VERSEMENT DE DIVIDENDES

Les dates de versement de dividendes sur les actions ordinaires prévues pour 2003 sont les 31 janvier, 30 avril, 31 juillet et 31 octobre.

* marque de service de Merrill Lynch & Co., Inc.

SITE WEB DE TRANSCANADA

Des renseignements sur les finances et d'autres aspects de l'exploitation de TransCanada, y compris les rapports trimestriels, les communiqués de presse, les téléconférences diffusées en temps réel sur le Web et les présentations à l'intention des investisseurs sont disponibles à www.transcanada.com/investor

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

Actions ordinaires société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Winnipeg, Calgary et Vancouver) et Computershare Trust Company (New York)

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

Titres privilégiés The Bank of New York (New York)

Obligations de première hypothèque sur le pipeline Compagnie Trust CIBC Mellon, à titre d'agent de la Compagnie Trust National (Toronto). Agent conjointement chargé de la tenue des registres et domicile de paiement, série du R.-U. 16,50 % : Computershare Services plc (Londres, Angleterre)

Débtentes de TransCanada

Séries canadiennes Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver)

8,40 % série A 10,50 % série O 10,625 % série Q 11,90 % série S 9,80 % série V
11,10 % série N 10,50 % série P 11,85 % série R 11,80 % série U 9,45 % série W

Séries des États-Unis The Bank of New York (New York) 9,875 %, 8,625 % et 8,50 %

Débtentes de NGTL

Séries canadiennes Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver)

11,95 % série 13 11,20 % série 18 12,20 % série 20 8,30 % série 22
11,70 % série 15 12,625 % série 19 12,20 % série 21 8,90 % série 23

Débtentes des États-Unis U.S. Bank Trust National Association (New York) Séries 8,50 % et 7,875 %

Billets des États-Unis U.S. Bank Trust National Association (New York) Série 8,50 %

Débtentes subordonnées The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York (New York) Série des États-Unis 9,125 %

Billets à moyen terme de TransCanada au Canada et billets à moyen terme de NGTL au Canada Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver)

Billets à moyen terme de TransCanada aux États-Unis The Bank of New York (New York)

Billets à moyen terme de NGTL aux États-Unis U.S. Bank Trust National Association (New York)

DOCUMENTS RÉGLEMENTAIRES

Notice annuelle On peut se procurer la notice annuelle de 2002 que TransCanada dépose auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada, ou le formulaire F-40 qu'elle dépose auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, en consultant notre site Web à www.transcanada.com. On peut obtenir une copie imprimée de la notice annuelle en s'adressant au :

Secrétaire de la Société TransCanada PipeLines Limited, P.O. Box 1000, Station M, Calgary (Alberta) Canada T2P 4K5

SERVICES AUX ACTIONNAIRES

Les actionnaires inscrits qui ont des questions au sujet de leur compte sont priés de s'adresser à notre agent des transferts par écrit, par téléphone, par télécopieur ou par courriel :

Société de fiducie Computershare du Canada 100 University Avenue, 9th floor, Toronto (Ontario) Canada M5J 2Y1

Sans frais : 1 888 267-6555 Télécopieur : 1 888 453-0330 (*en Amérique du Nord*)

Téléphone : 1 (514) 982-7270 Télécopieur : 1 (416) 263-9394 (*à l'extérieur de l'Amérique du Nord*)

Courriel : caregistryinfo@computershare.com

PROPRIÉTAIRES VÉRITABLES

Les actionnaires dont les actions sont détenues dans un compte de courtage devraient adresser toute question d'ordre administratif à leur courtier. Pour recevoir les rapports trimestriels, prière de communiquer avec Computershare ou de consulter notre site Web.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Richard F. Haskayne,
O.C., FCA *

Président du conseil
TransCanada
PipeLines Limited
Calgary (Alberta)

Harold N. Kvisle

Président et chef
de la direction
TransCanada
PipeLines Limited
Calgary (Alberta)

Douglas D. Baldwin (2)(3)

Administrateur de sociétés
Calgary (Alberta)

Ronald B. Coleman (1)(3)

Président
R. B. Coleman
Consulting Co. Ltd.
Calgary (Alberta)

Wendy Dobson (2)(4)

Professeure, Rotman School
of Management et
directrice, Institute for
International Business,
Université de Toronto
Uxbridge (Ontario)

**L'honorable Paule
Gauthier,**

C.p., O.C., O.Q., c.r. (1)(3)
Associée principale
Desjardins Ducharme
Stein Monast
Québec (Québec)

Kerry L. Hawkins (1)(4)

Président
Cargill Limited
Winnipeg (Manitoba)

S. Barry Jackson ** (1)(3)

Président du conseil
Resolute Energy Inc.
Deer Creek Energy Limited
Calgary (Alberta)

David P. O'Brien (2)(4)

Président du conseil
EnCana Corporation
Calgary (Alberta)

James R. Paul (1)(2)

Président du conseil
James and Associates
Kingwood (Texas)

Harry G. Schaefer,

FCA (1)(2)
Président
Schaefer & Associates Ltd.
et vice-président du conseil
TransCanada
PipeLines Limited
Calgary (Alberta)

W. Thomas Stephens (3)(4)

Administrateur de sociétés
Greenwood Village
(Colorado)

Joseph D. Thompson,
ing. (3)(4)

Président du conseil
PCL Construction Group Inc.
Edmonton (Alberta)

* Membre sans droit de vote de tous les comités
du conseil

** Nomination le 3 décembre 2002

1) Membre, comité de vérification et de gestion des risques

2) Membre, comité de régie de l'entreprise

3) Membre, comité de la santé, de la sécurité et
de l'environnement

4) Membre, comité des ressources humaines

If you wish to obtain an
English copy of this report,
please visit our Web site
or make your request in
writing to TransCanada
Pipelines Limited, Office
of the Secretary.

RÉGIE DE L'ENTREPRISE

Le rapport sur la régie de la Société est inclus dans l'avis de convocation à l'assemblée annuelle extraordinaire des actionnaires et la circulaire d'information de la direction de 2003 de TransCanada.

LIGNE D'APPEL – ÉTHIQUE

Le comité de vérification du conseil d'administration a mis en place un numéro d'appel sans frais à l'intention des employés, contractuels et autres intéressés. On peut avoir recours à ce service anonyme et confidentiel pour communiquer toute irrégularité comptable ou tout manquement en matière d'éthique. Composer le 1 (888) 920-2042.

VOTE ÉLECTRONIQUE ET TRANSMISSION ÉLECTRONIQUE DE DOCUMENTS

En 2002, TransCanada a adopté la sollicitation électronique de procurations, le vote électronique et la transmission électronique de documents (rapport annuel, circulaire d'information de la direction, avis de convocation et formulaire de procuration en mode consultation seulement) pour les actionnaires inscrits et propriétaires véritables. Nous offrons ces services de nouveau en 2003.

Cette façon de procéder est plus pratique pour les actionnaires et plus respectueuse de l'environnement. En outre, elle réduit les frais de poste et d'impression de la Société. Nous offrirons toujours des copies imprimées de ces documents aux actionnaires qui préfèrent ce type de document.