

*objectif :* **rétablir et raffermir notre situation financière.**

# Performance diligence efficience

*résultat :* **un meilleur rendement.**



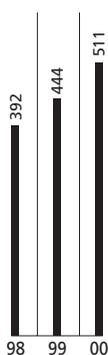
**TransCanada**

*Du possible au réel*

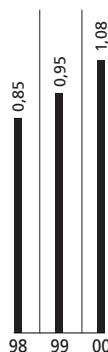
# voici le résultat essentiel

Nos résultats financiers de l'exercice 2000 témoignent de l'atteinte de notre principal objectif : rétablir et raffermir la situation financière de TransCanada.

**Bénéfice net afférent aux actions ordinaires découlant des activités poursuivies**  
(en millions de dollars)



**Bénéfice net par action découlant des activités poursuivies**  
(en dollars)



## Points saillants des résultats financiers

### RÉSULTATS DE L'EXPLOITATION

31 décembre

(en millions de dollars)

	2000	1999	1998
<b>États des résultats</b>			
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires découlant des activités poursuivies	511	444	392
Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires	711	(80)	361
<b>Flux de trésorerie</b>			
Fonds provenant des activités poursuivies	1 226	1 033	1 100
Dépenses en immobilisations découlant des activités poursuivies	518	1 323	2 445
<b>Bilans</b>			
Dettes à long terme	9 928	11 591	11 333
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	5 162	4 897	5 277

### DONNÉES STATISTIQUES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

Exercices terminés les 31 décembre

	2000	1999	1998
Bénéfice net par action découlant des activités poursuivies	1,08 \$	0,95 \$	0,85 \$
Bénéfice net (perte nette) par action découlant des activités abandonnées	0,42 \$	(1,12) \$	(0,07) \$
Bénéfice net (perte nette) par action	1,50 \$	(0,17) \$	0,78 \$
Fonds provenant des activités poursuivies par action	2,58 \$	2,20 \$	2,39 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)			
Moyenne pour la période	474,6	469,5	460,0
À la fin de la période	474,9	474,5	463,7

1	Message du président du conseil	2	Rapport aux actionnaires	8	Analyse par la direction
44	États financiers consolidés de 2000	79	Renseignements complémentaires	80	Aperçu récapitulatif des finances au cours des cinq derniers exercices
81	Renseignements à l'intention des investisseurs	83	Renseignements supplémentaires		

## MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL

L'an dernier, le message du président du conseil traitait des choix difficiles et des initiatives d'importance critique que le conseil d'administration avait dû prendre concernant quatre aspects clés dont la responsabilité lui incombe en bout de ligne : la direction, la stratégie, les finances et la politique sur les dividendes. Le conseil est heureux de pouvoir affirmer que ces initiatives ont permis à TransCanada de remplir son engagement quant à la restauration de l'intégrité du bilan, en réduisant la dette et en rehaussant le bénéfice. Fait encore plus important, TransCanada est redevenue un chef de file de l'industrie énergétique nord-américaine. En 2000, TransCanada a tenu parole.

Entre autres moyens d'action pris en 2000, TransCanada a affecté le produit de la vente des entreprises d'activités internationales et intermédiaires au remboursement de la dette et elle a fait profiter ses entreprises pivots d'occasions de croissance. Surtout en raison du bon travail de la direction et des employés, jumelé aux prix élevés des produits de base, la Société prévoit que le montant estimatif du produit de la vente des actifs non essentiels sera surpassé. Tel qu'annoncé en octobre 2000, nous avons revu ce montant à la hausse pour le porter à 3,45 milliards de dollars. La réussite du programme de désinvestissement a permis à TransCanada d'effectuer d'importants remboursements de dette et rachats d'actions privilégiées en 2000. La Société devrait ainsi pouvoir abaisser les charges financières et les charges liées aux actions et titres privilégiés durant le prochain exercice.

En outre, TransCanada a engagé des investissements stratégiques dans son entreprise d'électricité en 2000, notamment en décrochant des contrats lors des ventes aux enchères d'électricité en Alberta, en augmentant ses participations dans la centrale électrique Ocean State et S.E.C. TransCanada Électricité, et en amorçant l'aménagement de deux nouvelles centrales électriques en Alberta. Nous croyons que ces initiatives contribueront à une hausse du bénéfice de l'entreprise d'électricité de TransCanada en 2001 et par la suite.

Les efforts déployés par la Société en 2000 se sont également traduits par une amélioration importante du bénéfice global et, par conséquent, une hausse du dividende au début de 2001, de sorte que le cours des actions de TransCanada s'est relevé considérablement par rapport à son niveau du début de 2000. En fait, les actionnaires qui n'ont pas abandonné TransCanada durant les moments difficiles, les nouveaux investisseurs qui ont cru au bien-fondé des remèdes apportés par TransCanada et ceux qui ont continué d'investir dans la Société en 2000 ont été récompensés de leur patience.

Les succès de TransCanada durant l'exercice sont attribuables à la diligence et au dévouement de mes collègues du conseil, de Doug Baldwin, président et chef de la direction de la Société, de l'équipe de direction et des employés. Les administrateurs apprécient et félicitent chacun d'entre eux.

M. Baldwin quittera cette année son poste de président et chef de la direction, mais il continuera d'occuper un poste d'administrateur au conseil de la Société. Nous le remercions d'avoir persévéré et d'avoir guidé de main de maître les destinées de l'entreprise durant cette période difficile de son histoire. Harold P. Milavsky prendra également sa retraite du conseil pendant l'exercice, après 13 ans de service comme administrateur de TransCanada et NOVA Corporation. Le conseil tient à remercier sincèrement M. Milavsky de sa contribution exceptionnelle aux affaires de la Société, notamment pour ses efforts extraordinaires en qualité de président du comité de vérification et de gestion des risques.

Les mesures prises par TransCanada en matière de direction, de stratégie, de finances et de dividendes se passent de commentaires – nous avons tenu parole. TransCanada s'est dotée de la capacité financière nécessaire pour envisager un certain nombre d'options, dont la croissance des entreprises de transport du gaz et d'électricité, des ajustements positifs au dividende et d'autres remboursements de dette ou rachats d'actions. Grâce au redressement de son bilan, TransCanada est maintenant bien placée pour nettement rehausser la valeur de l'entreprise à l'intention des actionnaires, dès cette année et durant les années à venir. TransCanada continuera de tenir parole.

*Au nom du conseil d'administration,  
le président du conseil d'administration,*



Richard F. Haskayne

**RAPPORT AUX ACTIONNAIRES**

Nous avons pris l'engagement, en 2000, de rétablir et de raffermir la situation financière de TransCanada. Notre rendement démontre que nous avons tenu parole. Nous vous présentons aussi le plan que nous avons élaboré pour rehausser les résultats et le rendement en 2001 et dans les exercices qui vont suivre.

Pour 2000, le bénéfice net afférent aux actions ordinaires s'est élevé à 711 millions de dollars, soit 1,50 \$ par action, alors que les résultats de 1999 s'étaient traduits par une perte nette de 80 millions de dollars, ou 0,17 \$ par action. Pour 2000, le bénéfice net afférent aux actions ordinaires découlant des activités poursuivies, avant les éléments exceptionnels, a atteint 605 millions de dollars, contre 505 millions de dollars pour 1999. Toujours pour 2000, le bénéfice par action découlant des activités poursuivies, avant les éléments exceptionnels, s'est situé à 1,28 \$, comparativement à 1,08 \$ pour 1999, ce qui représente une hausse de 19 pour cent. Le conseil a également augmenté de 12,5 pour cent le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de la Société, pour le porter de 0,20 \$ par action à 0,225 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2001.

Outre la consolidation et l'intégration des activités qui ont marqué l'exercice, divers enjeux sollicitent notre attention soutenue : l'évolution de l'industrie, un nouveau climat concurrentiel, ainsi que la transformation des exigences et de la conjoncture du marché. Face à la tâche que nous devons accomplir, nous nous sommes bien placés pour que TransCanada soit le fournisseur le plus rentable, le plus compétitif et le plus fiable dans les domaines du transport de gaz naturel, de la production d'électricité ainsi que de la commercialisation et du commerce d'électricité et de gaz naturel au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis. Voilà notre mission. Nous l'accomplirons en demeurant solidement enracinés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et en renforçant les liens que nous entretenons avec nos principaux clients. Notre mot d'ordre sera performance, diligence et efficacité.

En 2000, nos efforts en vue de rétablir et de raffermir notre situation financière visaient trois grands objectifs :

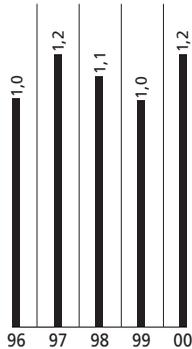
- raffermir le bilan;
- rétablir le bénéfice et jeter les bases nécessaires à sa croissance future;
- préparer l'après-2000 en assurant à la Société les flux de trésorerie discrétionnaires et la capacité financière dont elle aura besoin pour atteindre ses objectifs commerciaux.

**Résultats financiers**

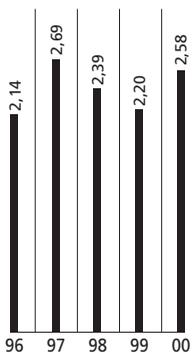
Comme le révèle l'information d'accompagnement, nos résultats financiers de l'exercice 2000 témoignent de l'atteinte de ces objectifs. À la fin de 1999, nous avons projeté de réaliser un produit de 3 milliards de dollars à la vente de nos actifs non essentiels. Tel que nous l'annoncions en octobre 2000, nous avons porté ce chiffre estimatif à 3,45 milliards de dollars. Au 31 décembre 2000, le produit matérialisé atteignait environ 2,3 milliards de dollars; en janvier 2001, la vente, à TOTALFINAELF, de nos participations dans plusieurs

Le présent rapport aux actionnaires contient des données mises à jour par rapport à l'information diffusée par TransCanada sous forme de communiqué le 30 janvier 2001.

**Fonds provenant des activités poursuivies**  
(en milliards de dollars)



**Fonds provenant des activités poursuivies par action**  
(en dollars)



actifs de transport de gaz naturel en Argentine et au Chili nous a valu un montant supplémentaire de 0,7 milliard de dollars. L'ensemble de ces produits s'est traduit par un ajustement positif après impôts de 200 millions de dollars relativement à la provision pour activités abandonnées qui avait été comptabilisée en 1999 et par un gain après impôts de 30 millions de dollars découlant de la vente d'actifs liés aux activités poursuivies.

Comme nous l'avons promis, le produit des désinvestissements a été affecté principalement au remboursement de la dette à long terme et au rachat d'actions privilégiées. Nous avons ainsi soit remboursé, soit rempli nos obligations, pour environ 2,5 milliards de dollars de dette à terme et d'actions privilégiées en 2000. Ces opérations ont eu une incidence importante sur le bénéfice puisque le remboursement de dette a nettement contribué à la réduction des charges de financement de la Société. Tel que susmentionné, la Société a inscrit de solides résultats d'exploitation.

En ce qui concerne 2001, TransCanada prévoit des flux de trésorerie discrétionnaires d'environ 350 millions de dollars, compte tenu des dividendes et d'un programme de dépenses en immobilisations prévu de 500 millions de dollars, ce qui, jumelé au raffermissement du bilan, confère une capacité financière considérable à la Société. L'amélioration de notre crédibilité et de notre réputation en tant que chef de file du secteur énergétique nord-américain a été tout aussi importante que le regain de vigueur financière et de stabilité. À l'avenir, nous serons jugés, entre autres, par le degré d'efficacité avec lequel nous utiliserons nos liquidités pour valoriser l'entreprise à l'intention des actionnaires. Pour ce faire, nous pourrions emprunter une ou plusieurs des avenues suivantes :

- la croissance par le recours à des placements stratégiques et focalisés;
- des dividendes plus élevés et stables;
- d'autres remboursements de dette;
- un programme de rachat d'actions.

Il faudra nécessairement que les décisions prises tiennent compte de tous les résultats et effets possibles. À la limite, quelle que soit l'option choisie, l'optimisation de la valeur pour les actionnaires sera le critère déterminant.

« Le mandat qui m'a été confié, lorsque j'ai accepté de devenir chef de la direction de TransCanada, était de rétablir la situation financière de la Société et de préparer sa croissance future dans un milieu hautement concurrentiel. Or nous sommes en bonne voie d'atteindre ces objectifs. »

## Rétrospective de l'exercice

### 11.23

TransCanada signe une convention de vente d'actifs du secteur International (Mexique et Venezuela).

### 10.12

TransCanada porte le produit estimatif de ses ventes d'actifs à 3,45 milliards de dollars.

### 10.02

TransCanada conclut une entente pour la vente du réseau Express.

### 08.24

TransCanada acquiert de la capacité de production d'électricité.

### 08.23

TransCanada conclut une entente pour la vente d'actifs néerlandais.

### 08.03

TransCanada convient de vendre plus d'un milliard de dollars en actifs intermédiaires.

Le mandat qui m'a été confié, lorsque j'ai accepté de devenir chef de la direction de TransCanada, était de rétablir la situation financière de la Société et de préparer sa croissance future dans un milieu hautement concurrentiel. Or nous sommes en bonne voie d'atteindre ces objectifs. Et c'est grâce aux talents et au dévouement du personnel de TransCanada. Les deux dernières années auront permis d'assister au retour de TransCanada parmi les principaux acteurs de l'industrie énergétique canadienne. Le nouveau chef de la direction héritera d'une société prête à franchir les prochaines étapes de croissance et d'évolution qui attendent TransCanada, forte de stratégies bien arrêtées et des ressources financières nécessaires pour les mettre en œuvre. La recherche du candidat idéal est bien amorcée et je prévois qu'une décision sera prise dans un avenir prochain.

Outre le rétablissement de la situation financière de TransCanada, l'avenir de nos secteurs d'activité, notamment les gazoducs et la production d'électricité, a retenu notre attention.

### Gazoducs :

Des efforts considérables ont été déployés pour optimiser le rendement de l'ensemble de nos réseaux de gazoducs, par le développement de nouveaux produits, l'amélioration de l'accès aux marchés de même que l'adoption de méthodes concurrentielles et novatrices pour répondre aux besoins des clients. Nous concentrons une partie de nos forces sur l'adoption d'une réglementation suffisamment souple pour répondre aux besoins en pleine évolution du marché et des clients et permettre à TransCanada d'être plus concurrentielle sur le marché nord-américain. Le 23 janvier 2001, nous avons annoncé qu'une entente de principe était intervenue avec nos expéditeurs au sujet des droits de transport sur notre réseau de l'Alberta. Le 22 février 2001, nous avons annoncé qu'un règlement avait été conclu au sujet des services et de la tarification relativement à notre réseau principal de gazoducs au Canada pour 2001 et 2002. Toutes les questions ont été réglées sauf celle du coût du capital. Il a été convenu par les parties que cette question serait tranchée à l'ONE. Ce règlement est le fruit de négociations à l'échelle de l'industrie et il harmonise les intérêts des parties.

**08.01**

TransCanada vend sa participation dans le projet Songo Songo (Tanzanie).

**07.20**

TransCanada vend sa participation dans Tuscarora Gas Transmission Company.

**06.29**

TransCanada sur le point de détenir 100 % d'une centrale électrique de Nouvelle-Angleterre.

**06.21**

TransCanada construira deux centrales de cogénération d'électricité.

**05.31**

TransCanada convient de vendre ses participations dans plusieurs actifs en Amérique latine.

**05.04**

TransCanada convient de vendre sa participation dans OCENSA.

En prenant la décision de se départir de ses actifs non essentiels, TransCanada s'est transformée : au lieu de jouer un rôle mineur sur six continents, elle se concentre sur le premier rang dans la partie septentrionale de l'Amérique du Nord. Nous jouissons d'une situation enviable dans l'un des bassins gazéifères les plus prolifiques du continent nord-américain et nous sommes prêts à participer à la future mise en valeur des réserves gazières du Grand Nord. La décision à ce sujet appartient aux producteurs, aux gouvernements ainsi qu'aux groupes autochtones et collectivités locales. Nous collaborons avec tous les participants en vue d'adopter le meilleur plan de mise en valeur possible. Nous étudions en outre les occasions de croissance pouvant se présenter à TC PipeLines, LP, qui demeure un important instrument d'investissement pour TransCanada.

**Électricité :**

La synergie que nous avons établie entre l'entreprise pipelinière et l'entreprise d'électricité, qui ont fait leurs preuves, de même que la croissance dynamique de la production d'électricité au moyen de gaz naturel, démontre que notre stratégie de développement du secteur de l'électricité est à la fois logique et gagnante sur toute la ligne. Au cours du dernier exercice, TransCanada a investi 465 millions de dollars dans ce secteur; ces investissements sont concentrés dans les régions où elle exerce déjà des activités de transport et de commercialisation. Nous contrôlons ou gérons 1 612 mégawatts d'électricité, ce qui représente une augmentation par rapport aux 932 mégawatts du dernier exercice. Rappelons qu'aux États-Unis, plus de 96 pour cent des nouvelles centrales électriques sont alimentées au gaz naturel, alors que seules 15 pour cent des centrales en exploitation le sont. Le recours au gaz naturel augmente plus rapidement que l'usage des autres sources d'énergie, telles que le charbon, les ressources hydrauliques et l'énergie nucléaire. Des centrales au gaz naturel d'une capacité de plus de 49 000 mégawatts étaient soit en construction, soit approuvées, à la fin de 2000. Une grande partie de cette capacité est conçue pour répondre à la demande de pointe, ce qui signifie des exigences différentes en termes de financement, de gestion des risques, d'approvisionnement en gaz et de services de transport et de commercialisation connexes.

Toutes ces exigences cadrent naturellement avec les compétences et l'infrastructure d'exploitation actuelles de TransCanada, sans compter l'avantage stratégique que nous avons de pouvoir situer des centrales électriques alimentées au gaz naturel le long de nos gazoducs. Notre groupe Électricité continue de cerner et d'évaluer les marchés intéressants de la partie septentrionale de l'Amérique du Nord afin de tirer parti des occasions remarquables offertes par la

vague de construction de nouvelles centrales électriques qui déferle sur le continent. Notons que TransCanada détient une participation de 41,6 pour cent dans la plus grande société en commandite canadienne du domaine de l'électricité. Cette société, dont TransCanada assure également la gestion, s'est révélée un excellent instrument de croissance et de mise en valeur de l'électricité.

*Toute cette activité fait suite à la mise en application d'un modèle de fonctionnement fondé sur l'excellence de l'exploitation :*

### **performance, diligence, efficience.**

Nous connaissons à fond nos compétences et nos talents, et nous avons cerné ceux dont nous avons besoin pour nous maintenir dans la voie du succès. Nos compétences résident dans l'exploitation de gazoducs et de centrales électriques, la gestion des finances, la commercialisation et le commerce de gaz naturel et d'électricité, la structuration d'ententes commerciales ainsi que la construction de gazoducs et de centrales électriques nécessitant des capitaux imposants. Nous améliorons nos habiletés et nos points forts dans la gestion des processus organisationnels pour devenir globalement plus efficaces et plus efficaces, et pour déterminer nos actions futures en fonction des clients et des marchés—*nous devenons plus performants.*

TransCanada dispose d'un bassin de compétences et d'expérience de qualité enviable; même si nous avons pris des mesures au cours de l'exercice pour comprimer les effectifs de gestion, en termes de paliers comme de ressources—à commencer par l'équipe de direction—nous savons que nous avons besoin d'attirer et de retenir des personnes talentueuses en vue de former une équipe dont la composition judicieuse permettra de mener à bien les plans de TransCanada. Nous continuerons de veiller au perfectionnement des compétences en leadership de nos équipes de gestion afin qu'elles fonctionnent de manière stratégique, proactive et adaptée aux nécessités d'un milieu de plus en plus concurrentiel—*nous devenons plus diligents.*

### **Meilleur rapport qualité/prix possible**

Nous devons être davantage capables d'assurer le meilleur rapport qualité/prix possible. Le coût du service est un critère d'importance critique pour nos clients. Nous le savons. Nous tentons de cerner les domaines dont nous pouvons améliorer la rentabilité, mais dans la mesure où nous pouvons fournir aux clients, au meilleur coût, les meilleurs produits et solutions auxquels ils s'attendent. C'est une question *d'efficacité et d'efficience* : faire ce qu'il faut, le faire comme il faut.

L'excellence de l'exploitation orientera la poursuite des objectifs suivants en 2001 :

### **Croissance**

Notre vigueur financière renouvelée, nous nous concentrerons sur les occasions de croissance rentable de l'exploitation de gazoducs, de la production d'électricité et de la commercialisation et du commerce de l'électricité et du gaz. Nous investirons, en 2001, dans des régions et des secteurs d'activité qui nous permettront de continuer à hausser le bénéfice, mais en observant les principes de gestion des risques et en tenant compte du rapport entre les risques et les récompenses. Nous continuerons de prendre des mesures pour que TransCanada joue un rôle important dans la mise en valeur des réserves gazières de la pente nord de l'Alaska et du delta du Mackenzie, pour assurer que le gaz nordique sera acheminé dans nos gazoducs actuels vers les marchés que nous desservons.

### **Réforme réglementaire**

Nous prévoyons réaliser des résultats solides à court terme et à long terme. Nous déployons actuellement beaucoup d'efforts pour obtenir l'appui des clients en vue de faire approuver par les organismes de réglementation les droits de transport dans les gazoducs canadiens que nous détenons en propriété exclusive. À long terme, nous collaborerons avec nos clients pour mettre au point un modèle réglementaire intégré pouvant assurer un rendement acceptable à nos actionnaires et à notre industrie, tout en reflétant l'évolution du milieu dans lequel nous exerçons nos activités.

### **Excellence de l'exploitation**

Nous continuerons d'améliorer le rendement de l'organisation et de l'exploitation. Nous avons réalisé des économies globales de 60 millions de dollars et de 95 millions de dollars respectivement au cours de chacun des deux derniers exercices, en éliminant des éléments de coût liés à nos entreprises actuelles et à celles dont nous nous sommes départis, en optimisant nos actifs, en améliorant nos procédés fondamentaux et en simplifiant notre organisation. Ce rapport annuel est un bon exemple de cette démarche : la réduction du format et l'impression sans encres ni photographies en couleur nous ont permis de diminuer les frais de production de 500 000 \$. D'autres mesures de rentabilité sont envisagées pour 2001. *Nous redoublerons d'efforts pour être encore plus performants, plus diligents et plus efficaces.*

Nos réalisations ont été nombreuses en 2000. Elles le seront encore plus en 2001.

*Le président et chef de la direction,*



Douglas D. Baldwin

**ANALYSE PAR LA DIRECTION**  
**REVUE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**

Le bénéfice net afférent aux actions ordinaires (bénéfice net) s'est élevé à 711 millions de dollars, soit 1,50 \$ par action, pour l'exercice 2000, alors que l'exercice de 1999 s'était soldé par une perte nette de 80 millions de dollars, ou 0,17 \$ par action. Le 30 janvier 2001, le conseil d'administration de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou la Société) a déclaré un dividende trimestriel de 0,225 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de la Société pour le trimestre se terminant le 31 mars 2001. Ce montant représente une hausse de 12,5 pour cent par rapport au dividende du trimestre précédent.

À la fin de 1999, TransCanada se donnait comme orientation stratégique de saisir les occasions de croissance présentées par le secteur énergétique nord-américain, en misant sur ses secteurs essentiels, c'est-à-dire le transport du gaz naturel, l'électricité ainsi que la commercialisation du gaz naturel au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis. Cette stratégie comprenait un plan de désinvestissement touchant tous les actifs non liés à ses entreprises essentielles, de façon à raffermir la situation financière de la Société. Les états financiers de TransCanada pour 2000 reflètent la mise en œuvre de cette stratégie.

TransCanada a presque totalement achevé son programme de désinvestissement en 2000 : des ventes d'actifs ont été conclues, ou font l'objet de conventions, pour un produit total d'environ 3,4 milliards de dollars. Le produit global encaissé jusqu'à maintenant a été affecté principalement à la réduction de la dette et des charges financières s'y rattachant; la Société prévoit procéder de la même façon en 2001 à mesure qu'elle recevra le produit de ventes additionnelles. Les entreprises non encore vendues représentent principalement certaines participations de l'entreprise d'activités internationales de la Société.

En 2000, le produit des ventes d'actifs, jumelé aux solides flux de trésorerie provenant de l'exploitation, a permis à TransCanada de rembourser ou de racheter pour environ 2,5 milliards de dollars de dette à terme et d'actions privilégiées.

## APERÇU DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

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

	2000	1999	1998
Bénéfice net avant les			
éléments exceptionnels	605	505	558
Éléments exceptionnels	(94)	(61)	(166)
Bénéfice net découlant			
des activités poursuivies	511	444	392
Bénéfice net (perte nette) découlant			
des activités abandonnées	200	(524)	(31)
Bénéfice net (perte nette) afférent(e)			
aux actions ordinaires	711	(80)	361
Bénéfice net par action avant			
les éléments exceptionnels	1,28 \$	1,08 \$	1,21 \$
Éléments exceptionnels par action	(0,20)	(0,13)	(0,36)
Bénéfice net par action découlant			
des activités poursuivies	1,08	0,95	0,85
Bénéfice net (perte nette) par action			
découlant des activités abandonnées	0,42	(1,12)	(0,07)
Bénéfice net (perte nette) par action	1,50 \$	(0,17) \$	0,78 \$

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, le bénéfice net découlant des activités poursuivies, avant les éléments exceptionnels, s'est élevé à 605 millions de dollars, soit 1,28 \$ par action, comparativement à 505 millions de dollars, ou 1,08 \$ par action, pour 1999 et 558 millions de dollars, ou 1,21 \$ par action, pour 1998.

Le rendement solide de l'entreprise d'électricité en 2000, ainsi que la réduction des charges financières et des charges liées aux actions et titres privilégiés par suite de la baisse des soldes débiteurs nets et de rachats d'actions privilégiées, ont été les principaux facteurs d'augmentation par rapport aux résultats de 1999 et de 1998. En outre, des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars ont été inscrits en 2000 pour refléter l'incidence de modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par des pertes subies par l'entreprise de commercialisation du gaz.

Les résultats reflètent également les compressions de coûts effectuées en 2000. Les économies de coûts annualisées de TransCanada au titre de l'exploitation ont été considérablement supérieures à l'objectif de 100 millions de dollars établi au moment du regroupement de ses entreprises avec celles de NOVA. À la suite des initiatives prises dans toutes les entreprises commerciales et certains services du siège social, la Société a réalisé des économies de coûts annualisées d'environ 95 millions de dollars (57 millions de dollars au titre des activités poursuivies), avant impôts, en 1999 et de 60 millions de dollars, avant impôts, au titre des activités poursuivies en 2000. Les économies de coûts sont en grande partie attribuables à l'entreprise de transport de TransCanada et ont été partagées avec les clients.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2000, la Société a adopté rétroactivement la méthode de l'évaluation à la valeur du marché pour comptabiliser tous ses contrats de commerce d'énergie (voir la note 2 afférente aux états financiers consolidés, « Modifications comptables »).

Pour 2000, le bénéfice net découlant des activités poursuivies, compte tenu des éléments exceptionnels, a atteint 511 millions de dollars, comparativement à 444 millions de dollars et 392 millions de dollars pour 1999 et 1998, respectivement.

Les éléments exceptionnels compris dans les résultats financiers de 2000 découlant des activités poursuivies sont constitués d'un gain de 30 millions de dollars, après impôts, sur des ventes d'actifs, contrebalancé par des pertes de 124 millions de dollars, après impôts, inscrites par le secteur Commercialisation du gaz relativement à certains contrats à long terme de gaz naturel. Les résultats de 2000 comprennent en outre un ajustement positif de 200 millions de dollars, après impôts, apporté à la provision pour perte découlant des activités abandonnées qui avait été comptabilisée en 1999.

Les éléments exceptionnels compris dans les résultats financiers de 1999 découlant des activités poursuivies étaient constitués de charges de restructuration et autres charges d'un montant de 108 millions de dollars, après impôts, liées à l'orientation stratégique annoncée en décembre 1999, montant partiellement contrebalancé par un gain de 47 millions de dollars, après impôts, réalisé à la vente d'une partie de la participation de TransCanada dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border). Les résultats de 1998 découlant des activités poursuivies reflétaient des charges de restructuration et autres charges de 166 millions de dollars, après impôts, se rapportant au regroupement des entreprises de TransCanada et de NOVA Corporation (NOVA).

#### APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS

*Exercices terminés les 31 décembre*

*(en millions de dollars)*

	2000	1999	1998
Transport	612	671	598
Électricité	105	40	29
Commercialisation du gaz	(129)	(5)	24
Siège social	(77)	(262)	(259)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	511	444	392

**TRANSPORT**

Le bénéfice net de l'entreprise de transport de TransCanada s'est élevé à 612 millions de dollars en 2000. La situation stratégique de l'entreprise de transport est un fondement de sa croissance future au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis. À mesure que l'industrie et l'environnement de l'entreprise évolueront, TransCanada continuera de mettre l'accent sur l'optimisation de la valeur que la Société représente pour ses clients et ses actionnaires.

En 2000, le bénéfice net de cette entreprise s'est élevé à 612 millions de dollars, comparativement à 671 millions de dollars et 598 millions de dollars en 1999 et 1998, respectivement. Compte non tenu de l'incidence de la vente de la participation de TransCanada dans Northern Border en 1999 et d'un gain de 7 millions de dollars, après impôts, à la vente de la quasi-totalité de la participation de TransCanada dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora) en 2000, le bénéfice net continue de refléter le rendement solide des gazoducs détenus en propriété exclusive et des entreprises pipelinières nord-américaines (EPNA).

**APERÇU DES RÉSULTATS – TRANSPORT**

*Exercices terminés les 31 décembre*

*(en millions de dollars)*

	2000	1999	1998
<b>Gazoducs détenus en propriété exclusive</b>			
Réseau de l'Alberta	219	219	201
Réseau principal au Canada	281	285	278
Réseau de la C.-B.	6	6	6
	<b>506</b>	<b>510</b>	<b>485</b>
<b>Entreprises pipelinières nord-américaines</b>			
Great Lakes	52	55	53
TC PipeLines, LP	11	7	–
Northern Border			
– bénéfice	–	13	37
– gain à la vente	–	47	–
Iroquois	13	12	14
Tuscarora			
– bénéfice	2	3	3
– gain à la vente	7	–	–
Foothills	22	21	21
Trans Québec & Maritimes	8	10	7
Autres	(9)	(7)	(22)
	<b>106</b>	<b>161</b>	<b>113</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>612</b>	<b>671</b>	<b>598</b>

### Réseau de l'Alberta

Le réseau de transport de gaz naturel en Alberta (réseau de l'Alberta), qui appartient à TransCanada en propriété exclusive, rassemble du gaz naturel pour consommation dans la province et achemine du gaz jusqu'à différents 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 22 600 kilomètres est un des plus grands transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord.

Au début de 2001, TransCanada et les expéditeurs qui utilisent le réseau de l'Alberta ont convenu d'un règlement d'une durée de deux ans sur la détermination des droits et services pour ce réseau. Il s'agit d'un pas important vers la création d'un contexte plus concurrentiel pour les gazoducs dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) grâce au développement et à la mise en place de services qui offriront à TransCanada et ses clients une plus grande souplesse sur le plan de l'exploitation et des contrats. Ce nouveau règlement, qui fixe les besoins en produits pour 2001 et 2002, sera un facteur de certitude pour les expéditeurs et continuera d'inciter TransCanada à comprimer ses coûts.

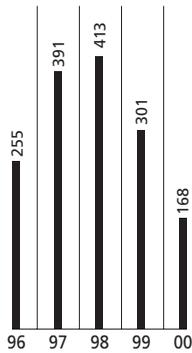
De plus, en février 2001, la Société a conclu un règlement sur les services et la tarification relativement au réseau principal au Canada pour 2001 et 2002. Toutes les questions ont été réglées sauf celle du coût du capital. Ce règlement permettra de poursuivre les discussions visant à faire en sorte que le réseau principal au Canada demeure un concurrent efficace, tant sur les marchés qu'aux sources d'approvisionnement du gaz naturel.

### Gazoducs détenus en propriété exclusive – Revue financière

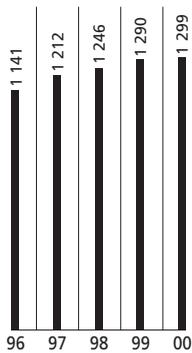
#### RÉSEAU DE L'ALBERTA

Le bénéfice net de 219 millions de dollars réalisé en 2000 est comparable à celui de 1999 et est supérieur de 18 millions de dollars à celui de 1998. En 2000, le bénéfice a de nouveau reflété les économies de coûts que TransCanada continue de réaliser au titre de l'exploitation et du financement, et dont elle a retenu la moitié en vertu de l'accord de réglementation incitatif visant le réseau de l'Alberta, le règlement incitatif pour la réduction des coûts (RIRC) et l'accord sur les coûts et avantages de la fusion (ACAF). La hausse du bénéfice net par rapport à celui de l'exercice 1998 témoigne de la croissance de la base tarifaire moyenne et de la réalisation d'économies de coûts. Pendant la durée du RIRC, le rendement sur une partie considérable de la base tarifaire du réseau de l'Alberta était fixe et, par conséquent, n'était pas touché par les changements apportés au taux de rendement permis sur les actions.

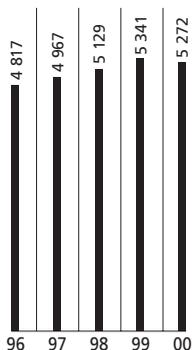
**Dépenses en immobilisations**  
Réseau de l'Alberta  
(en millions de dollars)



**Produits**  
Réseau de l'Alberta  
(en millions de dollars)



**Base tarifaire moyenne**  
Réseau de l'Alberta  
(en millions de dollars)



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 4 490 milliards de pieds cubes de gaz naturel en 2000, comparativement à 4 535 milliards de pieds cubes en 1999. Les volumes véhiculés par le réseau de l'Alberta représentent environ 18 pour cent du total de la production de gaz naturel en Amérique du Nord et quelque 74 pour cent du gaz naturel produit dans le BSOC.

Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA) en vertu de la loi de l'Alberta intitulée Gas Utilities Act (GUA). Aux termes de la GUA, les tarifs, les droits ainsi que les autres charges et modalités de service doivent être approuvés par la CESPA. Pendant la durée du RIRC, le taux de rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires relatif aux capitaux investis pour accroître la capacité était établi annuellement, en fonction du mécanisme déterminé aux termes du RIRC.

*Règlement incitatif*

Le RIRC a été approuvé par la CESPA en décembre 1996 et a cessé d'être en vigueur à la fin de 2000. Il liait les coûts à des mesures incitatives et favorisait la rentabilité de l'exploitation et des expansions des pipelines. En 2000, le réseau de l'Alberta a partagé à parts égales avec ses clients un montant de 61 millions de dollars, avant impôts, en économies de charges d'exploitation et de financement, comparativement à des économies, avant impôts, de 78 millions de dollars en 1999 et de 37 millions de dollars en 1998.

Pour 1999 et 2000, certaines charges d'exploitation, d'entretien et d'administration étaient assujétiées à l'ACAF, accord approuvé en juin 1999 par les clients des gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada et, subséquemment, par les organismes de réglementation pertinents. Cet accord ciblait pour la période allant jusqu'à 2001 une réduction de ces charges d'un montant de 70 millions de dollars, avant impôts, qui serait partagé par TransCanada et ses clients.

### Réseau principal au Canada

Détenu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada (réseau principal 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 un réseau de transport de gaz naturel de 180 kilomètres allant de la frontière ouest de l'Alberta à la frontière des États-Unis en traversant la Colombie-Britannique (réseau de la C.-B.); il dessert des marchés dans cette province ainsi que dans les États côtiers du Nord-Ouest des États-Unis, en Californie et au Nevada.

### Barème tarifaire

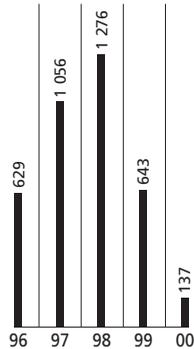
Le 4 février 2000, la CESPAC a approuvé la nouvelle structure de produits et de tarification de TransCanada, laquelle est fonction du point de réception et est fondée sur la distance de transport et le diamètre des canalisations. La structure de tarification en fonction du point de réception, mise en vigueur en avril 2000, a remplacé la méthode de tarification dite « timbre-poste » adoptée par le gouvernement de l'Alberta en 1980. Selon cette méthode, le prix unitaire du transport de gaz naturel devait être uniforme, quelle que soit la distance sur laquelle le gaz était transporté. En mars 1999, TransCanada, aux fins de transition à la nouvelle structure, a accepté de contribuer pour 25 millions de dollars par année, avant impôts, pendant deux ans à compter de la date de mise en vigueur. Grâce aux nouvelles modalités contractuelles fondées sur le point de réception, les clients qui s'approvisionnent en gaz naturel depuis le BSOC profitent d'options de tarification de durée variable, tout en recevant un service de même nature qu'auparavant.

### RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

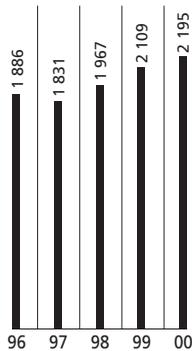
Le réseau principal au Canada a dégagé un bénéfice net de 281 millions de dollars en 2000, soit 4 millions de dollars de moins qu'en 1999 et 3 millions de dollars de plus qu'en 1998. La baisse du bénéfice net en 2000 comparativement à 1999 est survenue malgré une hausse du taux de rendement permis sur les actions ordinaires, qui est passé de 9,58 pour cent en 1999 à 9,90 pour cent, et une augmentation de 57 millions de dollars de la base tarifaire moyenne. Elle était principalement attribuable à des recouvrements de coûts se rapportant à des opérations en capital matérialisées en 1999. De tels recouvrements avaient également contribué à l'augmentation du bénéfice de 1999 par rapport à celui de 1998, laquelle avait été partiellement contrée par une baisse du taux de rendement permis sur les actions ordinaires, qui était passé de 10,21 pour cent en 1998 à 9,58 pour cent en 1999.

Le total des livraisons annuelles de gaz naturel effectuées par le réseau principal au Canada s'est élevé à 2 675 milliards de pieds cubes en 2000, comparativement à 2 684 milliards de pieds cubes en 1999. En 2000, les livraisons à l'exportation ont constitué environ 50 pour cent du total des livraisons, comparativement à 49 pour cent en 1999 et en 1998.

**Dépenses en immobilisations**  
Réseau principal au Canada  
(en millions de dollars)



**Produits**  
Réseau principal au Canada  
(en millions de dollars)



**Base tarifaire moyenne**  
Réseau principal au Canada  
(en millions de dollars)



Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONE. L'ONE 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'ONE avant le début des travaux de construction. Tout changement apporté à la base tarifaire ou au taux de rendement sur les actions ordinaires se répercute sur le bénéfice net du réseau principal au Canada. La majeure partie des charges d'exploitation et de financement du réseau sont fixes et sont recouvrées chaque mois auprès des clients.

*Réglement incitatif*

La demande de 2000 visant les droits a été la première demande du genre qui ait été déposée après l'échéance de l'accord incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des produits (« l'accord incitatif »). Il s'agissait essentiellement d'une demande portant sur le coût du service; cependant, certains mécanismes employés pour déterminer les droits pour 2000 sont les mêmes que ceux qui étaient prévus par l'accord incitatif, ou y sont semblables, par exemple la poursuite des programmes de gestion des taux de change et taux d'intérêt ainsi qu'un mécanisme de partage des produits discrétionnaires. Certaines charges d'exploitation, d'entretien et d'administration étaient incluses dans les besoins en produits, conformément à l'ACAF.

**RÉSEAU DE LA C.-B.**

Le bénéfice net de 6 millions de dollars inscrit en 2000 est comparable à ceux de 1999 et de 1998. Le réseau de la C.-B. est assujéti à la réglementation de l'ONE et les droits sont établis d'après une méthode fondée sur le coût du service.

### **Gazoducs détenus en propriété exclusive – Perspectives**

L'entreprise pipelinière que TransCanada détient en propriété exclusive occupe une place stratégique dans la partie septentrionale de l'Amérique du Nord. Ses points forts sont la rentabilité de l'exploitation, les compétences spécialisées de son personnel et son rôle particulier en tant que principal transporteur du gaz produit au Canada, tant sur le territoire du BSOC que dans les autres régions du continent.

Au cours de 2000, l'entreprise de transport a confronté l'accroissement de la concurrence en concentrant son attention sur deux principaux domaines d'action.

Le premier consistait à optimiser la valeur que TransCanada représente pour ses clients et ses actionnaires. L'entreprise pipelinière détenue en propriété exclusive a porté les réalisations suivantes à sa fiche en 2000.

- Des compressions de personnel et des gains d'efficacité ont permis de réduire les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration encore davantage, pour porter la réduction totale à environ 70 millions de dollars, soit 15 pour cent du montant de référence déterminé en janvier 1999. Ces économies ont été partagées entre la clientèle d'expéditeurs et les actionnaires de TransCanada, conformément à l'ACAF.
- La mise en œuvre de procédés d'entretien simplifiés et uniformisés a entraîné une baisse des dépenses en immobilisations d'environ 70 millions de dollars, ou 19 pour cent du budget de dépenses en immobilisations de 2000.

Le deuxième domaine d'action consistait, pour l'entreprise de transport, à collaborer avec ses clients pour mettre au point des arrangements mutuellement avantageux au sujet des services et de la tarification pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada. Le 23 janvier 2001, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement sur les droits et les services relatifs au réseau de l'Alberta pour 2001 et 2002. Ce nouveau règlement établit pour 2001 et 2002 des besoins en produits fixes qui permettent à TransCanada de recouvrer les coûts prévisionnels du transport du gaz naturel et prévoit un rendement sur la base tarifaire moyenne du réseau de l'Alberta. En vertu de ce règlement, les économies de coûts réalisées par rapport aux besoins en produits fixes reviennent aux actionnaires de TransCanada. Il fera l'objet d'un protocole d'entente qui devra être accepté par TransCanada et les divers intervenants au dossier. La CESPAA devra en approuver la mise en vigueur.

Le 22 février 2001, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement au sujet des services et de la tarification relativement au réseau principal au Canada pour 2001 et 2002. Toutes les questions ont été réglées sauf celle du coût du capital. Ce règlement établit les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les deux prochains exercices. Tous les autres éléments des besoins en produits pour 2001 et 2002 seront traités selon une méthode d'ajustements ultérieurs. Ce règlement sera le fondement d'un accord formel entre les parties. Une fois que TransCanada et les divers intervenants auront conclu l'accord, ce qui est prévu pour le début du printemps de 2001, TransCanada en demandera l'approbation à l'ONE. TransCanada demandera également à l'ONE de déterminer un taux de rendement et une structure du capital appropriés. Des droits provisoires approuvés par l'ONE seront en vigueur jusqu'à ce que cet organisme de réglementation approuve les droits définitifs de 2001.

En 2001, l'entreprise de transport fixera son attention sur la réalisation d'autres gains d'efficacité et ce, dans tous les aspects de son activité, y compris l'intégration plus poussée de l'exploitation de ses gazoducs détenus en propriété exclusive.

#### BÉNÉFICE

Selon les prévisions, le bénéfice net du réseau de l'Alberta sera moins élevé en 2001 qu'en 2000, surtout en raison de l'expiration du RIRC, qui fixait le taux de rendement sur les actions ordinaires relativement à une partie importante de la base tarifaire. Le règlement négocié dernièrement, qui remplacera le RIRC une fois conclu, est fondé sur des besoins en produits fixes de 1 390 millions de dollars en 2001 et de 1 347 millions de dollars en 2002. Les montants résultant des écarts de coûts reviendront aux actionnaires de TransCanada pendant la durée de l'accord.

En ce qui concerne le réseau principal au Canada, les taux provisoires pour 2001 s'appuient sur un taux de rendement permis sur les actions ordinaires de 9,61 pour cent, conformément au mécanisme d'ajustement de l'ONE, sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 30 pour cent. Compte tenu des hypothèses sur lesquelles les droits provisoires sont fondés, le réseau principal au Canada devrait dégager en 2001 un bénéfice net inférieur à celui de 2000, surtout en raison de la baisse du taux de rendement, qui passe de 9,90 pour cent à 9,61 pour cent, jumelée à une diminution de la base tarifaire moyenne. Lors des négociations ayant mené au règlement intervenu récemment, il a été convenu par les parties que les questions de taux de rendement permis et de structure du capital seraient tranchées dans le cadre d'un contexte différent. Le règlement de ces questions devrait avoir une incidence sur le bénéfice de 2001.

#### DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Le total des dépenses en immobilisations effectuées en 2000 par l'entreprise pipelinière détenue en propriété exclusive s'est établi à 309 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations de 2001, dont le montant devrait se situer au même niveau que celles de 2000, viseront principalement l'entretien et, dans une faible mesure, la construction d'installations de réception et de livraison supplémentaires. Étant donné la capacité pipelinière excédentaire pour le gaz produit dans le BSOC, les dépenses en immobilisations devraient se maintenir à ces niveaux pendant les quelques prochaines années. La réduction des dépenses en immobilisations se traduira par d'importants flux de trésorerie positifs pour les gazoducs détenus en propriété exclusive.

#### **Gazoducs détenus en propriété exclusive – Risques d'entreprise**

##### CONCURRENCE

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 de gaz de l'Alberta et qu'il achemine le gaz provenant de ces usines jusqu'à d'autres réseaux qui le livrent ensuite sur le marché intérieur et les marchés d'exportation. Le gazoduc Alliance, un concurrent qui est entré en exploitation en décembre 2000, dispose d'une capacité maximale de 1,5 milliard de pieds cubes par jour, comparativement à la capacité de débit annuelle moyenne de 12 milliards de pieds cubes par jour dont le réseau de l'Alberta de TransCanada disposait avant l'entrée en service du gazoduc Alliance. Le réseau de l'Alberta est menacé par des gazoducs de contournement près des frontières albertaines. Un de ces gazoducs est déjà construit et la construction d'un deuxième a été approuvée en 2000. La méthode d'établissement des droits du réseau de l'Alberta, mise en application en avril 2000, a pour but de permettre à TransCanada, d'une part, d'établir une tarification plus concurrentielle et d'accroître la polyvalence du service qu'elle offre et, d'autre part, de se prémunir contre la présence future de gazoducs de contournement en offrant un service de conservation de charge.

Le réseau principal au Canada, soit le gazoduc transcontinental de TransCanada, dessert les marchés 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. L'entreprise de transport de TransCanada doit affronter des concurrents sur les marchés de l'Est et aux points d'exportation connexes, particulièrement, à l'heure actuelle, les gazoducs Alliance et Vector, nouvellement construits, qui sont décrits ci-après. En outre, le transport à longueur d'année de l'Alberta à l'Ontario sur le réseau principal au Canada de TransCanada n'est plus la seule option offerte, étant donné que du gaz est maintenant disponible à tous les points d'exportation pendant la saison estivale, durant laquelle la demande est faible, et, grâce à l'achèvement d'Alliance et Vector, depuis le Michigan à longueur d'année sur d'autres gazoducs. De nouveaux clients, ainsi que des clients actuels dont les contrats de service garanti sur le réseau principal au Canada viennent à échéance, pourraient avoir recours à certaines de ces options.

Le gazoduc Alliance, d'une capacité de 1,5 milliard de pieds cubes par jour, qui s'étend sur 3 000 kilomètres du Nord-Est de la Colombie-Britannique à la région de Chicago, et le gazoduc Vector, d'une capacité de 1,0 milliard de pieds cubes par jour, qui couvre 550 kilomètres entre Chicago et Dawn (Ontario), sont entrés en service à la fin de 2000. La capacité d'Alliance est entièrement réservée et celle de Vector l'est presque complètement en vertu de contrats de 15 ans. Par suite de l'entrée en scène de ces nouveaux gazoducs et de la croissance plus lente que prévu de la production dans le BSOC, certains contrats de capacité garantie, pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada, n'ont pas été renouvelés à leur échéance.

Au cours des deux dernières années, le nombre de contrats de réceptions garanties a diminué de 32 pour cent pour le réseau de l'Alberta et de 27 pour cent pour le réseau principal au Canada, par rapport à la capacité faisant l'objet de contrats de capacité garantie sur chacun de ces réseaux en 1998-1999. Une bonne partie de la capacité pour laquelle les contrats n'ont pas été renouvelés a été affectée à l'offre de services d'une durée de moins d'un an. En ce qui concerne l'année gazière allant de novembre 1999 à octobre 2000, les réceptions depuis Empress et la Saskatchewan dans le réseau principal au Canada, les réceptions de McNeill dans les réseaux de Foothills / Northern Border et les réceptions dans le réseau de la C.-B. de TransCanada se sont situées à 90 pour cent, 100 pour cent et 89 pour cent, respectivement, de la capacité nominale. Par suite de la réduction du nombre de contrats de capacité garantie et du recours à des services de moindre durée, les droits ont augmenté tant sur le réseau de l'Alberta que sur le réseau principal au Canada, suivant la méthode de tarification en vigueur actuellement. À mesure que de nouvelles quantités de gaz seront transportées vers les marchés, l'utilisation devrait augmenter et, par le fait même, entraîner une baisse des droits réels sur les deux réseaux.

#### ACCORDS INCITATIFS

Le RIRC afférent au réseau de l'Alberta a pris fin le 31 décembre 2000. TransCanada a négocié avec ses clients un nouveau règlement, d'une durée de deux ans, qui sera déposé pour approbation auprès de la CESPÀ au cours du premier trimestre de 2001. Ce règlement prévoit des besoins en produits fixes de 1 390 millions de dollars et 1 347 millions de dollars pour les exercices 2001 et 2002, respectivement. Ces produits seront récupérés par le biais de la tarification. Les besoins en produits fixes pourront être ajustés à la hausse ou à la baisse au cours de l'exercice suivant afin qu'il soit tenu compte de ce qui suit :

- les écarts au titre des volumes de service garanti;
- les produits tirés du service non garanti;
- les variations des dépenses liées à l'intégrité des gazoducs;
- les gains ou pertes de change;
- les modifications apportées aux taux d'imposition fédéraux et provinciaux.

Les autres éléments importants de ce règlement sont notamment :

- une majoration du taux d'amortissement, qui passe de 3,5 pour cent à 4,0 pour cent;
- le maintien ou l'amélioration du menu et des niveaux actuels des services fournis;
- de nouveaux services tels que le service point à point garanti et le service d'un an non renouvelable de réceptions garanties.

Au cours des deux prochaines années, le règlement permettra de résoudre plusieurs questions concernant le barème tarifaire et le service et, en conséquence, de rehausser la compétitivité du réseau de l'Alberta et celle du BSOC.

Au cours de 2000, le réseau principal au Canada a été exploité sur la base de droits approuvés par l'ONE en fonction d'une méthode fondée sur le coût du service, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration étant assujetties à l'ACAF. Le 22 février 2001, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement sur les services et la tarification relativement au réseau principal au Canada pour 2001 et 2002. Ce règlement établit les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les deux exercices, ce qui constitue pour la Société une incitation à réaliser d'autres compressions de coûts. En ce qui concerne tous les autres éléments des besoins en produits pour 2001 et 2002, les écarts éventuels par rapport aux montants estimatifs feront l'objet d'ajustements au moment de l'établissement des besoins en produits de l'exercice suivant.

Les autres éléments importants de ce règlement sont notamment :

- une majoration du taux moyen d'amortissement, qui passe de 2,65 pour cent en 2000 à 2,75 pour cent et 2,90 pour cent en 2001 et 2002, respectivement;
- la reconduction des programmes de gestion des taux de change et taux d'intérêt qui faisaient partie du règlement incitatif précédent;
- une commission, pouvant atteindre 5 millions de dollars, destinée à TransCanada pour l'inciter à réduire le coût des actifs et à générer des produits discrétionnaires;
- différentes mesures d'amélioration des services de transport.

Au début du printemps de 2001, TransCanada déposera auprès de l'ONE une demande visant les droits définitifs de 2001 qui sera fonction du règlement. En attendant l'entrée en vigueur des droits définitifs, l'ONE a approuvé provisoirement des droits de 1,13 \$ le gigajoule pour les livraisons de longue distance vers la zone de l'Est, ce qui représente une majoration de 12 pour cent par rapport à 2000.

#### SÉCURITÉ

La sécurité du public demeure une priorité de gestion et TransCanada est fière de sa collaboration efficace avec ses clients, les collectivités et les organismes de réglementation. La Société accorde une large place aux programmes de sensibilisation du public; son programme de maintien de l'intégrité des gazoducs continue d'obtenir la part du lion du budget d'entretien, les dépenses prévues pour 2001 au titre de l'exploitation et des immobilisations s'élevant à 185 millions de dollars.

#### OFFRE DE GAZ

Selon des estimations établies à la fin de 1999, les réserves restantes du BSOC s'élevaient à 64 billions de pieds cubes; le ratio des réserves à la production, compte tenu des niveaux de production actuels, s'établissait à environ 11 ans. Les prix du gaz naturel sont élevés actuellement en Amérique du Nord en raison de la très faible marge entre l'offre et la demande. TransCanada prévoit qu'en raison des prix élevés, l'offre dans le BSOC continuera de croître à mesure que les producteurs porteront une plus grande attention aux zones plus profondes et plus productives du bassin. Il est probable toutefois que la capacité de transport du gaz extrait du BSOC sera excédentaire pendant plusieurs années.

ENTREPRISES  
PIPELINIÈRES  
NORD-AMÉRICAINES

**Great Lakes**

Le gazoduc de Great Lakes Gas Transmission Company (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 globale de 3 387 kilomètres.

**Northern Border**

Northern Border est un réseau de gazoducs de 1 956 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 l'entremise de sa participation dans TC PipeLines, LP.

**Iroquois**

Le réseau de transport de gaz Iroquois (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 35 pour cent dans ce réseau pipelinier de 604 kilomètres.

**Entreprises pipelinières nord-américaines –  
Revue financière**

Le groupe des EPNA est constitué des participations directes et indirectes de TransCanada dans différents gazoducs et entreprises connexes du continent nord-américain. Il se livre en outre à des activités de mise en valeur liées à la recherche, par TransCanada, de nouveaux projets de construction de gazoducs dans l'Arctique et ailleurs en Amérique du Nord.

La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice net des EPNA s'est élevée à 106 millions de dollars en 2000, ce qui représente un fléchissement de 55 millions de dollars comparativement à 1999. Des gains non récurrents ont été réalisés à la vente de certaines participations dans des pipelines au cours de ces deux exercices. Compte non tenu de ces gains, le bénéfice net des EPNA s'est établi à 99 millions de dollars en 2000, soit une baisse de 15 millions de dollars par rapport au montant de 114 millions de dollars inscrit en 1999. Cette baisse était principalement attribuable à la diminution de la participation de TransCanada dans Northern Border et à l'augmentation des charges liées aux activités de mise en valeur de TransCanada dans le Nord en 2000.

En 2000, TransCanada a réalisé un gain après impôts de 7 millions de dollars à la vente d'une participation de 49 pour cent dans Tuscarora à TC PipeLines, LP, une autre EPNA dans laquelle la Société détient une participation. En 1999, TransCanada avait réalisé un gain après impôts de 47 millions de dollars à la vente, à TC PipeLines, LP, de sa participation de 30 pour cent dans Northern Border.

Le bénéfice net des EPNA en 1999, soit 161 millions de dollars, s'était accru de 48 millions de dollars par rapport à 1998, surtout en raison du gain à la vente de Northern Border, étant donné que l'incidence de la diminution, en 1999, de la participation dans Northern Border avait été contrebalancée par les résultats solides attribuables à d'autres participations dans les EPNA et par une diminution des charges de développement de projets.

**Entreprises pipelinières nord-américaines – Perspectives**

TransCanada continue de s'intéresser activement aux possibilités d'aménagement et d'acquisition de gazoducs, au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis, lorsque ces possibilités résultent d'une forte demande de la part des clients. En outre, TransCanada continuera de se pencher sur les occasions de valorisation que peut représenter l'augmentation de ses participations actuelles dans les EPNA.

**Tuscarora**

Tuscarora exploite un réseau de gazoducs de 369 kilomètres qui achemine du gaz naturel de Malin (Oregon) à Reno (Nevada), ainsi qu'à différents points de livraison dans le Nord-Est de la Californie. TransCanada détient indirectement environ 16,4 pour cent de Tuscarora par le truchement de sa participation dans TC PipeLines, LP, et en possède un pour cent directement.

**Portland**

Le réseau de transport de gaz naturel Portland (Portland), d'une longueur de 471 kilomètres, a été mis en service en 1999. TransCanada détient 21,4 pour cent de Portland, qui est raccordé à Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM), près de Pittsburg (New Hampshire) et livre du gaz à différents endroits au Massachusetts.

**Foothills**

Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta à la frontière des États-Unis pour exportation sur les marchés du Midwest, des États côtiers du Nord-Ouest et de la Californie. TransCanada détient 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 globale de cet ensemble de réseaux atteint 1 040 kilomètres.

**ACTIVITÉS DE MISE EN VALEUR DANS LE NORD**

La Société continue de s'intéresser aux occasions de mise en valeur des zones gazières nordiques. Elle poursuit le développement du projet de gazoduc de l'Alaska par l'entremise de Foothills, qu'elle possède conjointement avec Westcoast Energy Inc. Foothills est titulaire du certificat réglementaire délivré pour la portion canadienne du projet tandis que TransCanada et Foothills sont co-titulaires du certificat réglementaire visant sa section alaskienne. Le projet de gazoduc de l'Alaska (ANGTS) offre d'importants avantages par rapport aux projets concurrents en ce qui concerne la livraison du gaz de l'Alaska aux points de raccordement de l'Ouest canadien et la desserte subséquente des marchés. En outre, la Société participe activement, avec divers autres intervenants dans la vallée du Mackenzie, au projet de mise en valeur du gaz de l'Arctique canadien. TransCanada prévoit que ces deux projets passeront à l'étape des accords préliminaires au cours de l'exercice, selon le calendrier que détermineront les producteurs et les autres intervenants pour chacun des bassins visés. Ces projets nordiques devraient constituer un moteur de croissance supplémentaire pour la Société sous forme de nouveaux investissements et un facteur de valeur ajoutée pour les actifs pipeliniers actuels de TransCanada.

**TC PIPELINES, LP**

TransCanada détient une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte qui possède une participation de 30 pour cent dans Northern Border ainsi qu'une participation de 49 pour cent dans Tuscarora. TC PipeLines, LP, gérée par TransCanada, a été créée en 1998 pour qu'elle acquière et détienne les participations dans les pipelines des États-Unis, et participe à la gestion de ces derniers. En 2000, TC PipeLines, LP a haussé sa distribution trimestrielle de 5,6 pour cent, ou 0,10 \$ US par part, sur la base d'une année, comparativement à 1999.

En 2000, Northern Border a reçu de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) l'autorisation de poursuivre le Projet 2000, qui vise le prolongement de son réseau actuel jusque dans l'Indiana. Le coût estimatif de ce projet est de 94 millions de dollars US et sa mise en service est prévue pour la fin de 2001.

**TQM**

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

**TransCanada Pipeline Ventures**

TransCanada Pipeline Ventures, détenue en propriété exclusive par TransCanada, possède un gazoduc de 110 kilomètres qui achemine du gaz naturel vers 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).

**ACCORDS DE TARIFICATION – IROQUOIS / GREAT LAKES / NORTHERN BORDER**

En 2000, Iroquois, Great Lakes et Northern Border ont négocié avec les expéditeurs des accords à long terme d'une durée de quatre, cinq et six ans, respectivement. Ces nouveaux accords représentent un facteur de certitude quant aux droits et rendent l'exploitation plus polyvalente, y compris l'offre de nouveaux services de transport.

**PROJET D'EXPANSION EASTCHESTER D'IROQUOIS**

En 2000, Iroquois a déposé auprès de la FERC une demande visant l'expansion et le prolongement de son réseau jusqu'au marché de Long Island (New York). Le coût estimatif est de 170 millions de dollars US et la mise en service est prévue pour novembre 2002. L'expansion permettra d'expédier un volume supplémentaire de 230 millions de pieds cubes par jour sur ce marché où l'offre est insuffisante.

**PROJET DE GAZODUC MILLENNIUM**

TransCanada détient une participation de 21 pour cent dans le projet de gazoduc Millennium, situé aux États-Unis, et possède en propriété exclusive la portion canadienne du gazoduc de franchissement du lac Érié. Si le projet est approuvé, il permettrait de livrer 700 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour de Dawn (Ontario) à des marchés de New York. Des demandes ont été déposées auprès de la FERC pour la section américaine et auprès de l'ONE pour la section canadienne. Le processus d'approbation entrepris par l'ONE relativement à la section canadienne a été remis à plus tard en attendant l'avancement du dossier.

**VOLUMES LIVRÉS DE GAZ NATUREL**

(en milliards de pieds cubes)

	2000	1999	1998
Réseau de l'Alberta <sup>1)</sup>	4 490	4 535	4 490
Réseau principal au Canada	2 675	2 684	2 610
Réseau de la C.-B. <sup>1)</sup>	408	398	432
Great Lakes	898	937	931
Northern Border	853	835	826
Iroquois	344	345	330
Portland <sup>2)</sup>	40	22	–
Tuscarora	25	24	25
Foothills	1 186	1 132	938
TQM	168	147	111
TransCanada Pipeline Ventures <sup>2)</sup>	36	–	–

1) Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités pour qu'ils soient conformes à la méthode de calcul utilisée pour l'exercice écoulé.

2) Mis en service en 1999.

## ÉLECTRICITÉ

L'entreprise d'électricité de TransCanada est un des éléments clés de la progression future de la Société. Forte d'excellents résultats et d'une croissance robuste de l'exploitation en 1999, l'entreprise a persisté sur la voie de la croissance en 2000.

### Revue financière

En 2000, l'entreprise d'électricité de TransCanada a réalisé un bénéfice net de 105 millions de dollars, ce qui représente 21 pour cent du bénéfice net consolidé découlant des activités poursuivies réalisé par TransCanada en 2000 et une augmentation de 65 millions de dollars par rapport à 1999. Une partie de cette augmentation a été le résultat du gain de 23 millions de dollars, après impôts, réalisé à la vente de la participation de TransCanada dans Hermiston Power Partnership (Hermiston). Le reste de l'augmentation, soit 42 millions de dollars, par rapport à 1999, reflète ce qui suit :

- des hausses de bénéfice au titre de la commercialisation et du commerce par suite de la volatilité des prix et de l'accroissement de la demande des clients;
- l'acquisition de la participation de 29,9 pour cent restante dans Ocean State Power (OSP);
- une hausse du bénéfice provenant de la participation de TransCanada dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) en raison de l'accroissement de la participation, de la contribution pour un exercice complet des centrales électriques de Castleton et de Williams Lake, acquises en 1999, et de la compression de la production de certaines centrales durant les heures creuses afin de vendre le gaz non utilisé à des prix élevés sur le marché.

Le bénéfice net réalisé par l'entreprise d'électricité en 1999, soit 40 millions de dollars, représentait une progression de 11 millions de dollars, ou 38 pour cent, par rapport au montant de 29 millions de dollars dégagé en 1998. Cette hausse était principalement attribuable aux excellents résultats du bureau de commercialisation d'électricité de Westborough (Massachusetts), dont c'était la première année complète d'exploitation. Le bénéfice net avait également profité de l'incidence de l'acquisition, par S.E.C. Électricité, des centrales électriques de Castleton et Williams Lake en 1999.

**S.E.C. ÉLECTRICITÉ**

En plus d'être le plus important commanditaire de S.E.C. Électricité, TransCanada gère et exploite cette société en commandite qui détient sept centrales électriques en Amérique du Nord.

**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.

**Calstock**

TransCanada a achevé la construction, au milieu de 2000, d'une centrale électrique à cycle amélioré alimentée aux déchets de bois située à Calstock (Ontario) et l'a cédée à S.E.C. Électricité en octobre 2000.

**Castleton**

En juillet 1999, S.E.C. Électricité a fait l'acquisition d'une centrale à cycle combiné située à Castleton-on-Hudson (New York); cette centrale vend également de la vapeur à une société papetière attenante.

**Williams Lake**

S.E.C. Électricité détient une centrale électrique alimentée aux déchets de bois située à Williams Lake (Colombie-Britannique).

**CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE  
DES CENTRALES ÉLECTRIQUES**

(en mégawatts)

<b>TransCanada Power</b>	
Ocean State	560
Carseland <sup>1)</sup>	80
Redwater <sup>1)</sup>	40
Cancarb	38
Gold Creek	6
<b>S.E.C. Électricité <sup>2)</sup></b>	
Williams Lake	66
Castleton	64
Tunis	43
Kapuskasing	40
Nipigon	40
North Bay	40
Calstock	35
<b>Autres</b>	
Sundance <sup>3)</sup>	560
	1 612

1) En construction.

2) TransCanada détient une participation de 41,6 pour cent dans S.E.C. Électricité.

3) TransCanada achète 100 pour cent de la production de la centrale électrique Sundance A par le biais d'une convention d'achat d'électricité.

**S.E.C. ÉLECTRICITÉ**

TransCanada détient une participation de 41,6 pour cent dans S.E.C. Électricité. Cette société en commandite constitue le plus grand fonds à revenu ouvert du secteur de l'électricité au Canada et possède six centrales électriques au Canada et une septième aux États-Unis. TransCanada exploite ces centrales et leur fournit des services de gestion du combustible, en plus de fournir l'ensemble des services de gestion de S.E.C. Électricité. Ces centrales sont alimentées au gaz naturel, à la chaleur résiduelle, aux déchets de bois ou à ces trois combustibles à la fois. Comme la quasi-totalité du gaz naturel requis par S.E.C. Électricité est acheté en vertu de contrats à long terme, TransCanada, à titre de gérant, a été en mesure de tirer parti des prix élevés que commande actuellement le gaz naturel pour en faire profiter S.E.C. Électricité. Lorsque les conditions économiques le justifiaient, la production de certaines centrales a été réduite durant les heures creuses pour que le gaz non utilisé puisse être vendu à prix fort sur le marché, ce qui s'est traduit par une augmentation du bénéfice net global de S.E.C. Électricité.

## TRANSCANADA POWER

**Ocean State**

La centrale électrique Ocean State, détenue en propriété exclusive et située dans le Rhode Island, est une installation à cycle combiné de 560 MW alimentée au gaz naturel.

**Gold Creek**

Alimentée au moyen de chaleur résiduelle provenant de la station de compression de TransCanada à Grande Prairie (Alberta), qui lui est attenante, la centrale de Gold Creek est entrée en exploitation commerciale en 1999.

**Carseland et Redwater**

Deux centrales de cogénération sont en construction à Carseland et Redwater, en Alberta. Alimentées au gaz naturel, elles auront une capacité de production de 80 MW et 40 MW, respectivement. Leur achèvement est prévu pour la fin de 2001.

**Cancarb**

À la fin de 2000, TransCanada a achevé la construction à Medicine Hat (Alberta) d'une centrale électrique de 38 MW qui est alimentée au moyen de chaleur résiduelle provenant de l'installation de noir de carbone thermique attenante. La mise en service de la centrale est prévue pour le premier trimestre de 2001.

TransCanada a achevé la construction de la centrale électrique de Calstock au milieu de 2000 et l'a cédée à S.E.C. Électricité en octobre 2000, une fois qu'elle eût satisfait à toutes les exigences relatives aux essais. Il s'agit d'une installation de 35 mégawatts (MW) située à Calstock (Ontario). Elle est alimentée au moyen de déchets de bois fournis par des scieries locales et de chaleur résiduelle provenant d'une station de compression de TransCanada qui lui est attenante. À titre de compensation pour avoir construit la centrale de Calstock, TransCanada a reçu 4,4 millions de parts de société de S.E.C. Électricité en 1998. Ces parts étaient bloquées et ne sont devenues admissibles aux distributions qu'après la cession définitive de la centrale, qui a eu lieu en octobre 2000. La participation de TransCanada a été augmentée à ce moment-là pour passer de 32,7 pour cent à 41,6 pour cent.

Par suite des solides résultats d'exploitation de toutes les centrales, jumelés à l'entrée en service de la centrale de Calstock et à la contribution pour un exercice complet des centrales électriques de Castleton et de Williams Lake, acquises en 1999, S.E.C. Électricité a haussé ses distributions annuelles en les portant de 2,34 \$ par part en 1999 à 2,40 \$ par part en 2000.

## EXPLOITATION – NORD-EST DES ÉTATS-UNIS

Par l'entremise de son bureau de commercialisation d'électricité situé à Westborough (Massachusetts), l'entreprise d'électricité commande la production de la centrale OSP (560 MW) et de la centrale de Castleton (64 MW) de S.E.C. Électricité selon l'évolution au jour le jour des conditions du marché. Par le truchement de contrats à long terme, l'entreprise d'électricité achète 77 pour cent de la production quotidienne d'OSP et 100 pour cent de la production de la centrale de Castleton, pour ensuite revendre cette électricité sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York. La majeure partie de cette production est utilisée pour satisfaire à des obligations contractuelles d'approvisionnement à long terme de clients de la Nouvelle-Angleterre.

En commandant les niveaux de production d'OSP et de la centrale de Castleton, toutes deux alimentées au gaz naturel, l'entreprise d'électricité tire parti des fluctuations de la demande et des prix, tant ceux de l'électricité que ceux du gaz naturel. Pour ce faire, elle réduit la production des centrales quand la demande et les prix de l'électricité sont bas et elle l'augmente lorsque la demande et les prix sont élevés. Lorsque les conditions du marché le justifient, elle diminue la production des centrales et revend sur le marché, à prix forts, le gaz non utilisé, augmentant par le fait même le bénéfice net global provenant de ces centrales. Cette capacité d'adaptation de l'offre est

un atout fondamental pour la croissance continue de l'entreprise d'électricité et sa réussite sur les marchés déréglementés de la Nouvelle-Angleterre et de New York.

En octobre 2000, TransCanada a fait l'acquisition de 29,9 pour cent d'OSP, soit la participation qui lui manquait pour en obtenir la propriété exclusive. TransCanada a assumé directement la gestion d'OSP, ce qui permet de réduire les charges d'exploitation encore davantage et de mieux adapter l'exploitation en fonction de ses besoins.

#### COMMERCIALISATION DANS L'OUEST

Depuis son bureau de Calgary, TransCanada effectue le commerce de l'électricité partout au Canada et dans le Nord des États-Unis, de l'État de Washington au Wisconsin. Sur ces mêmes marchés, TransCanada gère les besoins en électricité de différents clients industriels et approvisionne ces derniers, contre rémunération sur marge ou honoraires d'incitation.

Pour répondre à la forte demande de ses clients industriels, dans le contexte incertain de la déréglementation du marché de l'électricité en Alberta, TransCanada a acquis de fortes quantités de nouveaux approvisionnements à l'intention de ces clients, par le biais des deux ventes aux enchères qui ont eu lieu en Alberta en 2000. En août 2000, lors de la première vente aux enchères de conventions d'achat d'électricité (CAÉ), TransCanada a fait l'acquisition de la CAÉ de la centrale Sundance A (560 MW) pour une contrepartie d'environ 212 millions de dollars. La CAÉ de Sundance est un contrat de 17 ans qui assure à TransCanada depuis cette centrale un approvisionnement à long terme et à prix peu élevé. TransCanada a vendu une bonne partie de cette production à des clients industriels en vertu de contrats de 5 à 17 ans. Grâce à ces contrats et à d'autres contrats reposant sur les mécanismes du marché, TransCanada a vendu la quasi-totalité de l'approvisionnement qu'elle prévoit obtenir de Sundance en 2001 et, en moyenne, 80 pour cent de celui prévu pour la période allant de 2002 à 2005.

Lors de la vente aux enchères effectuée en décembre 2000 dans le cadre du plan albertain intitulé Market Achievement Plan, TransCanada a acquis des approvisionnements supplémentaires pour les années 2001 à 2003. Ces approvisionnements proviennent d'un ensemble de centrales dont les CAÉ n'avaient pas été vendues lors de la première vente aux enchères. Afin de réduire le risque de volatilité des prix auquel la Société sera exposée, TransCanada a déjà revendu 80 pour cent de ces approvisionnements pour cette période de trois ans.

Afin de favoriser la croissance de ses entreprises de commercialisation et de gestion pour le compte de tiers, TransCanada a ouvert des bureaux de commercialisation à Toronto (Ontario) et à Omaha (Nebraska). L'entreprise d'électricité prévoit mettre à profit l'expérience et les connaissances en déréglementation qu'elle a acquises en Alberta et en Nouvelle-Angleterre pour tirer parti des occasions que présenteront la déréglementation du marché de l'Ontario. Le bureau d'Omaha lui permettra de jouer un rôle plus actif dans le Midwest des États-Unis et servira de complément aux activités de commercialisation du gaz à Omaha, offrant ainsi à la clientèle une gamme plus étendue de produits et services.

#### EXPLOITATION DES CENTRALES

TransCanada a toujours exploité ses centrales (et celles qu'elle gère pour S.E.C. Électricité) en maintenant les coûts à des niveaux bas tout en assurant des taux de disponibilité très élevés et un très haut degré de sécurité des installations. Les centrales électriques de TransCanada ont fonctionné à un taux moyen de disponibilité de 98 pour cent en 2000, soit une augmentation par rapport au taux de 97 pour cent atteint en 1999.

TransCanada a acquis des compétences fondamentales dans la réalisation de projets de cogénération à capacité de 40 à 200 MW et axés sur les besoins des clients. TransCanada met ces compétences à contribution pour trouver des solutions qui conviennent aux clients industriels ayant besoin d'obtenir à faibles coûts des approvisionnements à long terme en électricité et en énergie thermique / vapeur. Dans cette optique, en 2000, TransCanada a entrepris la construction en Alberta de deux nouvelles centrales électriques au gaz naturel qui approvisionneront en électricité et en vapeur les installations attenantes de clients industriels. La première est une centrale de 80 MW située près de Carseland et la seconde, une centrale de 40 MW près de Redwater. L'achèvement des deux centrales est prévu pour la fin de 2001. En plus de répondre aux besoins des clients de TransCanada, ces centrales aideront l'Alberta à satisfaire à ses propres besoins en nouveaux approvisionnements durant la période de pénurie actuelle.

#### ENVIRONNEMENT

Les centrales électriques de TransCanada qui sont alimentées au gaz naturel, tout en étant rentables et en fournissant aux clients l'électricité dont ils ont besoin, sont avantageuses sur le plan environnemental. La récupération de l'énergie calorifique des gaz résiduels, qui autrement seraient rejetés dans l'atmosphère, est le plus important de ces avantages. La chaleur résiduelle récupérée est utilisée à des fins de

production de vapeur pour le chauffage, des procédés industriels ou la production d'électricité supplémentaire. Cette chaleur résiduelle est récupérée des autres turbines des centrales ou des installations adjacentes de TransCanada, telles que les stations de compression.

Les centrales de Williams Lake et de Calstock offrent un autre avantage environnemental important du fait qu'elles sont en grande partie alimentées au moyen de déchets de bois provenant de scieries locales. Ces déchets sont utilisés pour produire de la vapeur qui alimente les turbines servant à produire de l'électricité. Sans la présence de ces centrales, les déchets de bois seraient incinérés de la façon traditionnelle pour rejeter des quantités considérables de matières polluantes dans l'atmosphère.

### **Perspectives**

TransCanada a pris l'engagement d'assurer la croissance de l'entreprise d'électricité. Cette dernière a connu une augmentation moyenne annuelle du bénéfice net (compte non tenu du gain à la vente de Hermiston en 2000) de plus de 50 pour cent par année au cours des trois dernières années. Durant cette même période de trois ans, TransCanada et S.E.C. Électricité ont fait l'acquisition de huit centrales en plus d'acheter les participations restantes dans OSP de même que les participations dans les deux CAÉ d'OSP.

TransCanada prévoit que la croissance se poursuivra. La stratégie de l'entreprise d'électricité à cet égard repose sur les clients et la demande, et a pour but d'exploiter les occasions présentées par la déréglementation et d'autres situations sur ses marchés ciblés, en accordant une attention particulière à la croissance de ses entreprises de commercialisation, à l'aménagement de nouvelles centrales et à la recherche d'autres acquisitions éventuelles. Cette stratégie a été très fructueuse pour TransCanada en 2000 et la Société entend la poursuivre en 2001 et par la suite.

### **Risques d'entreprise**

#### **CAPACITÉ DISPONIBLE DES CENTRALES**

Une des clés des succès futurs de l'entreprise d'électricité est son engagement pour le maintien d'un excellent rendement de l'exploitation dans chacune de ses centrales électriques, ce qui se traduira par une forte capacité disponible et de faibles charges d'exploitation. Cet engagement continuera de guider l'entreprise en 2001 et par la suite.

#### FLUCTUATIONS DES PRIX DU MARCHÉ

L'entreprise d'électricité exerce ses activités sur des marchés hautement concurrentiels principalement influencés par les prix. L'instabilité des prix de l'électricité est attribuable à des facteurs de marché tels que le coût du combustible des centrales électriques (p. ex., le gaz naturel) de même que les fluctuations de l'offre et de la demande, qui sont elles-mêmes fortement influencées par les conditions météorologiques et les habitudes de consommation. Ces risques inhérents au marché sont gérés au moyen de contrats d'achat et de vente à long terme, tant pour l'électricité produite que le combustible utilisé par les centrales; du réglage de la production; de l'appariement des centrales, des contrats ou de l'offre résultant des CAÉ par rapport à la demande des clients; de services à des tiers contre honoraires pour contrer le risque auquel nous exposent les opérations directes; du programme global de gestion des risques de TransCanada pour ce qui concerne les risques généraux de marché et les risques de contrepartie. Les méthodes de gestion des risques de la Société sont décrites à la rubrique « Gestion des risques » à la page 39 et à la note 12 afférente aux états financiers consolidés.

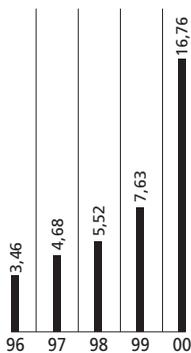
#### DÉRÉGLEMENTATION

Une grande partie de l'industrie nord-américaine de l'électricité fait l'objet d'un processus de déréglementation dont le degré de réalisation varie d'une province ou d'un État à l'autre. TransCanada continue de surveiller le dossier de la déréglementation et de poursuivre les occasions d'investissement pertinentes à mesure qu'elles se présentent.

## COMMERCIALISATION DU GAZ

L'entreprise de commercialisation du gaz de TransCanada se concentre sur l'approvisionnement en gaz naturel, le stockage du gaz et les services de gestion d'actifs sur ses marchés clés du Canada et de la partie septentrionale des États-Unis.

**Produits\***  
**Commercialisation**  
**du gaz naturel**  
(en milliards de dollars)



\*Exception faite de Pan-Alberta, entreprise vendue en décembre 1998.

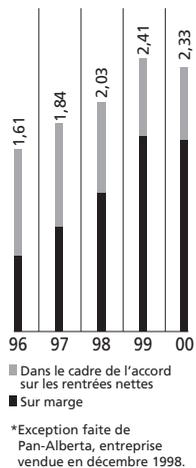
### Revue financière

En 2000, l'entreprise de commercialisation du gaz a inscrit une perte nette de 129 millions de dollars, comparativement à une perte nette de 5 millions de dollars en 1999 et à un bénéfice net de 24 millions de dollars en 1998. La perte nette subie en 2000 est principalement attribuable à des pertes de 124 millions de dollars, après impôts, constatées pour certains contrats à long terme de gaz naturel. Au cours des exercices antérieurs, TransCanada avait passé certains contrats à long terme de gaz naturel en vue de soutenir différentes initiatives de la Société, y compris l'acquisition de participations dans des pipelines et des expansions de pipelines en aval. La rentabilité de ces contrats dépendait du maintien des écarts historiques entre les prix du gaz naturel à la source d'approvisionnement et les prix du marché. Durant les deux derniers exercices, ces écarts ont rétréci et la Société croit que la baisse de valeur de ces contrats n'est plus temporaire. En conséquence, TransCanada a pris des arrangements avec des tiers et constaté en 2000 des pertes de 124 millions de dollars, après impôts, relativement à ces contrats à long terme de gaz naturel.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, la perte nette inscrite par l'entreprise de commercialisation du gaz, déduction faite des pertes de 124 millions de dollars constatées pour certains contrats à long terme de gaz naturel, s'est située à 5 millions de dollars, soit le même montant qu'en 1999. Les pertes subies en 2000 se rapportaient à des activités de commerce exercées sur les marchés du gaz, extrêmement instables durant l'exercice, et à la faillite d'un tiers exploitant d'installations de stockage de gaz aux États-Unis. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le bénéfice découlant d'autres services gaziers. Le niveau plus élevé des produits et du coût des ventes reflète les prix plus élevés du gaz naturel en 2000 par rapport à 1999.

Les résultats de 1999 avaient témoigné de la détérioration de l'écart entre les prix aux points d'approvisionnement du BSOC et les prix sur les marchés. Les résultats de 1999 avaient en outre subi les effets négatifs des températures anormalement clémentes au cours du dernier trimestre de 1999 comparativement à 1998, et ceux de l'incidence pour un exercice complet de la vente de Pan-Alberta réalisée en décembre 1998.

**Volumes vendus\***  
**Commercialisation**  
**du gaz naturel**  
 (en milliards de pieds cubes)



TransCanada est une des plus grandes sociétés de commercialisation du gaz naturel en Amérique du Nord. En 2000, la Société a vendu environ 6,4 milliards de pieds cubes de gaz naturel par jour, ce qui représente un recul d'environ 0,2 milliard de pieds cubes par jour comparativement à 1999. Cette baisse est principalement attribuable à la fermeture du bureau de Houston, une des mesures prises par TransCanada pour reporter son attention sur ses régions pivots.

L'entreprise de commercialisation du gaz se concentre sur les rapports avec sa clientèle de producteurs et de consommateurs, en offrant des produits novateurs conçus pour répondre aux besoins de ces clients. Comme l'industrie du gaz naturel évolue sans cesse, TransCanada exploite les occasions issues de la diversité des produits, de l'établissement des prix par portefeuille et de ses compétences. Cette approche a déjà porté ses fruits comme en témoigne l'augmentation récente du nombre de clients et des volumes de gaz vendu dans les régions pivots de la Société.

TransCanada offre également à ses clients des produits financiers qui réduisent le risque éventuel des fluctuations des prix du gaz naturel. Ces produits comprennent des opérations matérielles, des swaps et des options.

Environ 22 pour cent des produits encaissés par TransCanada en 2000 grâce à ses activités de commercialisation du gaz naturel ont été attribuables aux ventes réalisées en vertu d'un accord sur les rentrées nettes conclu avec un groupe de producteurs de l'Alberta. Cet accord prévoit l'achat de gaz naturel en Alberta et sa revente au Canada ainsi qu'aux États-Unis. TransCanada reçoit des honoraires de commercialisation au titre des ventes de gaz naturel qu'elle réalise dans le cadre de cet accord. Au cours des deux derniers exercices, à la suite de discussions avec les producteurs, TransCanada a apporté une série de modifications à la gestion et à la structure du regroupement de producteurs. Un accord sur un nouveau barème d'honoraires a été approuvé en mai 2000 et sera en vigueur jusqu'en novembre 2003.

Afin de faciliter les discussions et d'établir des liens plus solides avec les producteurs, TransCanada a mis sur pied un comité consultatif des producteurs visant à favoriser les échanges de points de vue sur le fonctionnement et l'avenir du regroupement de producteurs. TransCanada et le comité consultatif des producteurs procèdent à l'évaluation de stratégies et de modifications de la structure qui permettront de maintenir l'équilibre entre l'offre des producteurs et les marchés.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2000, TransCanada a adopté rétroactivement la méthode de l'évaluation à la valeur du marché pour la comptabilisation de tous ses contrats de commerce d'énergie. Cette méthode comptable reflète mieux le rendement des entreprises de commercialisation et de commerce de TransCanada.

### **Perspectives**

En 2001, TransCanada visera à ouvrir des débouchés supplémentaires pour le gaz canadien dans l'ensemble du Canada et de la partie septentrionale des États-Unis, en exploitant notamment des marchés qui sont ou peuvent être desservis par son réseau de gazoducs. De plus, TransCanada continuera de mettre au point des produits novateurs d'avant-garde afin de répondre aux besoins de ses plus importants clients, tant dans les régions où le gaz est produit que dans celles où il est consommé. Ces produits comprennent la gestion d'actifs de transport et de stockage, ainsi que des structures novatrices pour les prix du gaz naturel et la gestion des risques. L'entreprise de commercialisation du gaz poursuit la rationalisation de ses procédés d'exploitation et la cessation d'activités non rentables; elle prévoit accroître sa rentabilité en mettant l'accent sur les économies d'échelle et les occasions d'affaires à valeur ajoutée supérieure. Les produits et services offerts par l'entreprise de commercialisation du gaz sont de plus en plus considérés comme des éléments de la gamme globale des services que TransCanada fournit aux clients de son entreprise de transport du gaz.

### **Risques d'entreprise**

Le bénéfice net de l'entreprise de commercialisation du gaz est tributaire d'un certain nombre de facteurs, y compris les conditions météorologiques, l'exploitation des gazoducs, les structures tarifaires des gazoducs de même que l'incidence de l'offre et de la demande sur les écarts entre les prix aux points d'approvisionnement et les prix du marché.

TransCanada passe des contrats directs d'achat, de transport et de vente de gaz naturel; les principaux risques découlant de ces contrats sont les risques de prix, d'inexécution et de contrepartie. TransCanada gère ces risques en contrebalançant les achats et les ventes, dans la mesure du possible, et en recourant à des instruments financiers, le cas échéant. Les méthodes de gestion des risques de la Société sont décrites à la rubrique « Gestion des risques » à la page 39 et à la note 12 afférente aux états financiers consolidés.

**SIÈGE SOCIAL**

En 2000, TransCanada a atteint ses objectifs financiers, soit d'améliorer les flux de trésorerie discrétionnaires, de réduire le niveau d'endettement et d'accroître son bénéfice. Elle l'a fait par le biais de ventes d'actifs, de compressions de coûts et de remboursements de dette. Selon les prévisions, les flux de trésorerie et le bénéfice net seront encore une fois solides en 2001.

**APERÇU DES RÉSULTATS – SIÈGE SOCIAL***Exercices terminés les 31 décembre**(en millions de dollars)*

	2000	1999	1998
Charges générales et administratives liées aux activités abandonnées	15	17	15
Charges financières indirectes et charges liées aux actions et titres privilégiés	113	163	121
Intérêts créditeurs et autres produits	(51)	(26)	(43)
	77	154	93
Restructuration et autres charges	–	108	166
Charges nettes, après impôts	77	262	259

**Revue financière**

Le secteur Siège social reflète le montant net des charges non imputées aux secteurs d'activité, soit :

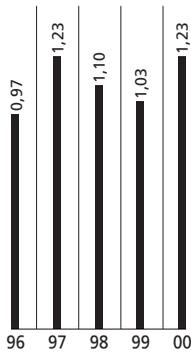
- les charges générales et administratives liées aux services qui soutiennent les activités abandonnées.

Les charges générales de la Société ne sont pas imputées aux activités abandonnées. Elles sont plutôt imputées au secteur Siège social et seront éliminées par suite du désinvestissement progressif dans les activités abandonnées.

- les charges financières indirectes et les charges liées aux actions et titres privilégiés.

Les charges financières directes sont présentées dans les secteurs d'activité respectifs. Ces charges financières directes sont principalement liées aux titres d'emprunt et titres privilégiés se rapportant au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada. Certaines charges financières indirectes ont été imputées aux activités abandonnées, dont la plupart des actifs ont été vendus. Les charges financières indirectes restantes sont imputées au secteur Siège social.

**Fonds provenant  
des activités  
poursuivies**  
(en milliards de dollars)



- les charges de restructuration et autres charges.

Par suite du changement d'orientation stratégique effectué par TransCanada en 1999, des charges de restructuration et autres charges liées aux activités poursuivies d'un montant de 108 millions de dollars, après impôts, ont été inscrites en 1999. Ces charges comprennent les frais se rapportant aux compressions de personnel, à des provisions pour opérations immobilières et autres de même qu'à des pertes de valeur d'éléments d'actif. En 1998, TransCanada avait comptabilisé des charges de restructuration et autres charges de 166 millions de dollars, après impôts, liées au regroupement de ses entreprises avec celles de NOVA.

Les charges nettes du secteur Siège social, exception faite des charges de restructuration et autres charges, se sont établies à 77 millions de dollars en 2000, comparativement à 154 millions de dollars en 1999 et à 93 millions de dollars en 1998. La diminution en 2000 par rapport à 1999 est surtout attribuable au montant moins élevé des charges financières et des charges liées aux actions et titres privilégiés par suite de soldes débiteurs nets inférieurs et du rachat d'actions privilégiés. En outre, des recouvrements d'impôts d'un montant de 28 millions de dollars ont été inscrits en 2000 pour refléter l'incidence de modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition. L'augmentation des charges en 1999 par rapport à 1998 avait résulté d'un montant plus élevé des charges financières et des charges liées aux actions et titres privilégiés. En 2000, le produit des ventes d'actifs réalisées en vertu du programme de désinvestissement de TransCanada a été affecté principalement à la réduction de la dette, ce qui devrait se poursuivre en 2001 à mesure que d'autres produits seront encaissés. En 2001, les charges financières refléteront l'incidence sur un exercice complet des réductions de dette réalisées en 2000 ainsi que d'autres réductions de dette effectuées en 2001.

### **Liquidité et ressources en capital**

#### **FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS À L'EXPLOITATION**

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 1,2 milliard de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, contre 1,0 milliard de dollars et 1,1 milliard de dollars en 1999 et 1998, respectivement. L'entreprise de transport a été la principale source de flux de trésorerie liés à l'exploitation dans chacun de ces trois exercices.

#### ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 0,8 milliard de dollars en 2000, soit 1,0 milliard de dollars de moins qu'en 1999. Le principal élément du programme de dépenses en immobilisations de 2000 a été l'entretien des installations de l'entreprise de transport, qui a représenté une tranche de 0,4 milliard de dollars de ces dépenses. La majeure partie des dépenses en immobilisations de 1999 et de 1998 avait été affectée à l'expansion de l'entreprise de transport.

TransCanada a encaissé en 2000 un produit de 2,2 milliards de dollars provenant de la vente d'actifs non essentiels en vertu du plan de désinvestissement de la Société. Ces actifs étaient constitués de la majorité de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de sa participation dans le réseau d'oléoducs Express, de l'entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de l'entreprise de commercialisation du pétrole et de produits pétroliers. Les flux de trésorerie de TransCanada en 1999 avaient inclus le produit de l'aliénation d'actifs non essentiels, dont ANGUS Chemical Company, les installations intermédiaires aux États-Unis ainsi que East Australian Pipeline Limited, et avaient généré des flux de trésorerie de 658 millions de dollars.

#### ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

En 2000, TransCanada a affecté le produit de l'aliénation d'actifs, de même que des flux de trésorerie liés à l'exploitation, au remboursement ou au rachat de 2,5 milliards de dollars en dette à long terme et en actions privilégiées. Ce montant comprend environ 1,3 milliard de dollars en remboursements de créances sur le marché libre, 0,7 milliard de dollars en titres d'emprunt à terme échus, 0,2 milliard de dollars en dette liée à des actifs qui ont été vendus et 0,3 milliard de dollars en rachats d'actions privilégiées. Calculés sur une année, les dividendes de ces actions privilégiées totalisaient environ 16 millions de dollars. Des dividendes et des charges liées aux titres privilégiés d'un montant de 536 millions de dollars ont été payés en 2000, comparativement à 664 millions de dollars en 1999.

En janvier 2001, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires; ce dernier passe de 0,20 \$ par action à 0,225 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2001.

Le poste Rentrées nettes liées aux activités de financement de TransCanada comprend sa quote-part de la variation de la dette sans recours des coentreprises qui s'élève à 122 millions de dollars pour 2000. Ce montant reflète la dette sans recours émise au cours de l'exercice, qui a été contrebalancée en partie par des remboursements. Les rentrées nettes liées aux opérations portant sur la dette sans recours des coentreprises s'étaient élevées à 13 millions de dollars en 1999, comparativement à 748 millions de dollars en 1998.

#### ACTIVITÉS DE CRÉDIT

Au 31 décembre 2000, TransCanada disposait de lignes de crédit inutilisées de 2,1 milliards de dollars à l'appui de son programme de papier commercial, pour ses achats de produits énergétiques et pour ses besoins généraux.

Au 31 décembre 2000, TransCanada était en mesure d'émettre pour 1,5 milliard de dollars et 750 millions de dollars US de billets à moyen terme en vertu de ses programmes de billets à moyen terme au Canada et aux États-Unis, respectivement.

#### **Gestion des risques**

TransCanada gère les risques de marché auxquels elle est exposée conformément aux lignes de conduite de la Société en matière de risques de marché et de ses limites de position. Les lignes de conduite et limites sont conçues de manière à atténuer le risque de perte appréciable. Les principaux risques de marché auxquels la Société est exposée sont attribuables à la volatilité des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. TransCanada gère l'incidence des risques de marché sur le bénéfice de même que l'incidence sur la valeur de l'actif et du passif. La Société est également exposée au risque de perte découlant du défaut éventuel de la part de contreparties d'honorer leurs engagements financiers contractuels.

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

#### GESTION DU RISQUE DE PRIX – COMMERCIALISATION

##### DU GAZ ET DE L'ÉLECTRICITÉ

En ce qui a trait à ses portefeuilles de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité, TransCanada gère, en adoptant des positions compensatrices dans la mesure du possible, les risques de marché découlant de l'établissement de prix fixes ou variables, d'indices de prix différents et de points de livraison différents. Les risques de marché sont également gérés au moyen d'instruments financiers dérivés. Les risques de marché sont quantifiés selon la méthode de la valeur à risques 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 de même 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 recourant à des instruments financiers dérivés.

##### GESTION DU RISQUE DE CONTREPARTIE

Le risque de contrepartie concerne la capacité de la contrepartie d'honorer ses engagements de paiement en temps opportun et de s'acquitter de ses obligations d'exécution aux termes des modalités de la convention ou du contrat passé. Le risque de contrepartie est atténué par l'exécution d'évaluations financières 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.

#### **Modifications comptables**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2000, TransCanada a adopté les nouvelles normes de l'Institut Canadien des Comptables Agréés pour ce qui concerne la comptabilisation des impôts sur les bénéfices et des avantages sociaux futurs. Avec prise d'effet le 31 décembre 2000, la Société a adopté rétroactivement la méthode de l'évaluation à la valeur du marché pour la comptabilisation de tous ses contrats de commerce d'énergie. Voir la note 2 afférente aux états financiers consolidés.

#### IMPÔTS FUTURS

Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2000, la Société avait recours à la méthode du report d'impôts fixe pour la comptabilisation des impôts sur le revenu de ses entreprises non réglementées. En vertu de la nouvelle norme sur les impôts futurs, la méthode du report d'impôts variable est appliquée. La nouvelle norme n'a aucune incidence sur les entreprises de transport de gaz naturel réglementées de la Société, pour lesquelles la méthode de l'impôt exigible est suivie. Cette modification comptable a été adoptée rétroactivement, sans retraitement des données des exercices antérieurs.

#### AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Par suite de l'adoption de la nouvelle norme sur les avantages sociaux futurs, la Société se conforme à une nouvelle méthode pour le calcul des surplus ou déficits des régimes de retraite et pour la constatation des autres avantages sociaux postérieurs à l'emploi. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2000, la Société constatait au décaissement les autres avantages sociaux postérieurs à l'emploi. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, sans retraitement des données des exercices antérieurs.

#### GESTION DU RISQUE DE PRIX

La modification de convention comptable dans le cadre de laquelle la Société a adopté la méthode de l'évaluation à la valeur du marché a été appliquée rétroactivement et les données de l'exercice précédent ont été retraitées en conséquence. Cette modification n'a pas été appliquée aux états financiers de 1998 parce que l'information ne pouvait être établie au prix d'un effort raisonnable.

## ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Depuis décembre 1999, TransCanada a réalisé un produit global d'environ 3,0 milliards de dollars sur les ventes d'actifs, y compris 0,7 milliard de dollars en janvier 2001. À la lumière des résultats réels et des estimations révisées, un ajustement positif de 200 millions de dollars, après impôts, a été apporté au bénéfice en 2000.

### Revue financière

En avril 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (le plan d'avril) visant à aliéner ANGUS Chemical Company (ANGUS), l'entreprise d'activités intermédiaires de TransCanada aux États-Unis de même que l'entreprise de commercialisation de produits raffinés et de liquides du gaz naturel aux États-Unis. En décembre 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (le plan de décembre) visant l'aliénation de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de sa participation dans l'oléoduc Express et dans l'entreprise de commercialisation connexe, de l'entreprise d'activités intermédiaires au Canada, de Cancarb Limited et de l'entreprise de commercialisation du pétrole et de produits pétroliers.

Ces entreprises sont comptabilisées en tant qu'activités abandonnées. Les actifs et les passifs, 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 financiers consolidés et les chiffres correspondants des exercices antérieurs ont été retraités.

En 1999, la Société avait inscrit une perte nette de 524 millions de dollars au titre des activités abandonnées. Ce montant comprenait un gain net de 20 millions de dollars lié au plan d'avril, essentiellement achevé en 1999, une perte nette de 439 millions de dollars se rapportant au plan de décembre, des pertes de valeur d'éléments d'actif de 159 millions de dollars et un bénéfice antérieur à l'approbation des plans de 54 millions de dollars.

Le plan de décembre a été essentiellement achevé en 2000. À la lumière des résultats réels et des estimations révisées, un ajustement positif de 200 millions de dollars, après impôts, a été inscrit. Cet ajustement est principalement attribuable à l'excédent du produit global réalisé par rapport aux estimations initiales de la Société. D'autres ajustements du montant estimatif de la perte nette découlant des aliénations seront constatés en tant que gain ou perte découlant des activités abandonnées au cours des exercices durant lesquels ces changements auront été déterminés.

### **État du programme d'aliénations**

Depuis décembre 1999, TransCanada a réalisé sur ses ventes d'actifs non essentiels un produit global d'environ 3,0 milliards de dollars, y compris 0,7 milliard de dollars en janvier 2001. Des désinvestissements additionnels d'un montant de 0,4 milliard de dollars ont fait l'objet d'ententes conclues et annoncées. Ce montant comprend le produit de la vente, pour environ 160 millions de dollars, de Cancarb Limited et de la centrale électrique attenante, que TransCanada prévoyait réaliser, mais qui n'a pas été conclue au moment prévu. La Société étudie les options commerciales qui s'offrent à elle et les recours en justice dont elle pourrait se prévaloir en rapport avec cette vente.

Le produit encaissé à ce jour a servi principalement à réduire la dette et les charges financières connexes, ce qui devrait se poursuivre à mesure que d'autres montants seront obtenus. En 2000, TransCanada a remboursé ou racheté pour environ 2,5 milliards de dollars de dette à terme et d'actions privilégiées.

Le programme de désinvestissement étant essentiellement terminé et le bilan de la Société raffermi, TransCanada fixe son attention sur ses entreprises fondamentales, soit le transport du gaz naturel, l'électricité et la commercialisation du gaz naturel au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis.

### **INFORMATION PROSPECTIVE**

La présente Analyse par la direction (APD) contient de l'information prospective portant, entre autres, sur des objectifs de compression de coûts, des prévisions de rendement financier, des perspectives commerciales et des stratégies. L'information prospective contient habituellement des énoncés comportant des expressions telles que « envisageons de », « croyons », « avons l'intention de », « prévoyons », « planifions », « cibler », etc., qui suggèrent des résultats futurs. De par leur nature, ces énoncés comportent des risques et des incertitudes en raison desquels la situation et les résultats réels de TransCanada pourraient différer sensiblement de ceux que laissent envisager ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes sont, notamment, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base; les décisions des organismes de réglementation; la capacité de TransCanada de mettre en œuvre les initiatives auxquelles la présente APD fait référence; l'aptitude de la direction à réaliser l'aliénation des entreprises dont les activités ont été abandonnées; les facteurs de concurrence et les pressions exercées sur les prix ainsi que la surcapacité de l'industrie pipelinière. Pour obtenir des renseignements complémentaires sur d'autres risques et incertitudes, veuillez consulter la notice annuelle de TransCanada sous la rubrique « Information prospective ».

## ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DE 2000

### 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 au Canada (« PCGR canadiens ») 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 (« APD ») qui se fonde sur les résultats financiers de la Société, lesquels ont été établis conformément aux PCGR canadiens. L'APD, qui compare la performance financière de la Société pour les exercices 2000 et 1999, devrait être lue à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. De plus, l'APD met en relief des changements importants qui sont survenus entre 1999 et 1998. La note 21 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence des différences importantes entre les PCGR canadiens et américains 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 formé 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. Ce comité examine les états financiers consolidés de la Société avec la direction et les vérificateurs externes avant que ces états ne soient soumis au conseil d'administration pour approbation. 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.

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 une image fidèle, à tous les égards importants, de la situation financière de la Société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie, conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Le rapport de KPMG s.r.l., qui est reproduit à la page 49, fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

*Le président et chef de la direction,*



Douglas D. Baldwin  
Le 29 janvier 2001

*Le vice-président directeur  
et chef des finances,*



Russell K. Girling

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS***Exercices terminés les 31 décembre**(en millions de dollars, sauf les montants par action)*

	2000	1999	1998
<b>Produits</b>	<b>21 156</b>	<b>11 856</b>	<b>10 960</b>
<b>Charges d'exploitation</b>			
Coût des ventes	17 240	7 809	6 845
Autres charges	1 415	1 509	1 679
Amortissement	740	692	636
Restructuration et autres charges (note 18)	–	170	207
	<b>19 395</b>	<b>10 180</b>	<b>9 367</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>1 761</b>	<b>1 676</b>	<b>1 593</b>
<b>Autres charges (produits)</b>			
Charges financières (note 7)	959	1 018	974
Charges financières des coentreprises (note 8)	113	120	121
Provision pour fonds utilisés durant la construction	(8)	(46)	(80)
Intérêts créditeurs et autres revenus	(114)	(40)	(64)
Gain à la vente d'actifs	(37)	(91)	–
	<b>913</b>	<b>961</b>	<b>951</b>
<b>Bénéfice découlant des activités poursuivies</b>			
<b>avant les impôts sur les bénéfices</b>	<b>848</b>	<b>715</b>	<b>642</b>
<b>Impôts sur les bénéfices (note 13)</b>	<b>258</b>	<b>173</b>	<b>179</b>
<b>Bénéfice net découlant des activités poursuivies</b>	<b>590</b>	<b>542</b>	<b>463</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées (note 19)</b>	<b>200</b>	<b>(524)</b>	<b>(31)</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>790</b>	<b>18</b>	<b>432</b>
<b>Charges liées aux titres privilégiés (note 9)</b>	<b>44</b>	<b>46</b>	<b>21</b>
<b>Dividendes sur actions privilégiées</b>	<b>35</b>	<b>52</b>	<b>50</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires</b>	<b>711</b>	<b>(80)</b>	<b>361</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires</b>			
Activités poursuivies	511	444	392
Activités abandonnées	200	(524)	(31)
	<b>711</b>	<b>(80)</b>	<b>361</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) par action (note 11)</b>			
Activités poursuivies	1,08 \$	0,95 \$	0,85 \$
Activités abandonnées	0,42	(1,12)	(0,07)
	<b>1,50 \$</b>	<b>(0,17) \$</b>	<b>0,78 \$</b>

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

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	<b>590</b>	542	463
Amortissement	<b>740</b>	692	636
Perte nette non matérialisée sur contrats de commerce d'énergie (note 12)	<b>87</b>	11	–
Restructuration et autres charges	–	38	109
Gain à la vente d'actifs	<b>(37)</b>	(91)	–
Impôts futurs	<b>49</b>	(113)	(62)
Paiement lié à une convention d'achat d'électricité	<b>(212)</b>	–	–
Autres	<b>9</b>	(46)	(46)
Fonds provenant des activités poursuivies	<b>1 226</b>	1 033	1 100
Diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 16)	<b>206</b>	133	190
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation poursuivies	<b>1 432</b>	1 166	1 290
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation abandonnées	<b>288</b>	130	102
	<b>1 720</b>	1 296	1 392
<b>Activités d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations	<b>(812)</b>	(1 824)	(3 653)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	<b>(111)</b>	(56)	(438)
Aliénation d'éléments d'actif	<b>2 233</b>	658	–
Montants reportés et autres	<b>(31)</b>	42	16
Rentrées nettes (sorties nettes) liées aux activités d'investissement	<b>1 279</b>	(1 180)	(4 075)
<b>Activités de financement</b>			
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	<b>(536)</b>	(664)	(538)
Billets à payer remboursés, montant net	<b>(25)</b>	(228)	(428)
Dette à long terme émise	–	1 204	2 524
Réduction de la dette à long terme	<b>(2 139)</b>	(699)	(390)
Dette sans recours émise par les coentreprises	<b>404</b>	161	826
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	<b>(282)</b>	(148)	(78)
Parts de société émises	–	312	127
Titres privilégiés émis	–	–	672
Actions privilégiées émises	–	194	195
Actions privilégiées rachetées	<b>(328)</b>	(396)	–
Actions ordinaires émises	<b>5</b>	204	184
Frais d'opération du regroupement d'entreprises	–	–	(182)
(Sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités de financement	<b>(2 901)</b>	(60)	2 912
<b>Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme</b>	<b>98</b>	56	229
<b>Encaisse et placements à court terme</b>			
Au début de l'exercice	<b>411</b>	355	126
<b>Encaisse et placements à court terme</b>			
À la fin de l'exercice	<b>509</b>	411	355

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

**BILANS CONSOLIDÉS***Aux 31 décembre (en millions de dollars)*

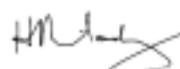
	2000	1999
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Encaisse et placements à court terme	509	411
Débiteurs	2 043	1 059
Stocks	311	351
Autres	32	26
Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie (note 12)	2 334	153
Actif à court terme lié aux activités abandonnées (note 19)	154	873
	5 383	2 873
<b>Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie (note 12)</b>	<b>521</b>	<b>63</b>
<b>Placements à long terme (note 6)</b>	<b>174</b>	<b>417</b>
<b>Immobilisations corporelles (notes 4, 7 et 8)</b>	<b>17 673</b>	<b>17 738</b>
<b>Autres éléments d'actif</b>	<b>422</b>	<b>204</b>
<b>Impôts futurs (note 13)</b>	<b>192</b>	<b>143</b>
<b>Actif à long terme lié aux activités abandonnées (note 19)</b>	<b>1 183</b>	<b>3 531</b>
	<b>25 548</b>	<b>24 969</b>
<b>PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer (note 14)	200	214
Créditeurs	2 579	1 410
Intérêts courus	264	284
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 7)	612	603
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins d'un an (note 8)	29	64
Provision pour perte découlant des activités abandonnées (note 19)	128	464
Pertes non matérialisées sur contrats de commerce d'énergie (note 12)	2 341	157
Passif à court terme lié aux activités abandonnées (note 19)	98	579
	6 251	3 775
<b>Pertes non matérialisées sur contrats de commerce d'énergie (note 12)</b>	<b>608</b>	<b>66</b>
<b>Montants reportés</b>	<b>344</b>	<b>381</b>
<b>Dette à long terme (note 7)</b>	<b>9 928</b>	<b>11 591</b>
<b>Dette sans recours des coentreprises (note 8)</b>	<b>1 296</b>	<b>1 272</b>
<b>Débitures subordonnées de rang inférieur (note 9)</b>	<b>243</b>	<b>241</b>
<b>Passif à long terme lié aux activités abandonnées (note 19)</b>	<b>288</b>	<b>788</b>
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>2</b>	<b>243</b>
	<b>18 960</b>	<b>18 357</b>
<b>Avoir des actionnaires</b>		
Titres privilégiés (note 9)	969	960
Actions privilégiées (note 10)	389	717
Actions ordinaires (note 11)	4 540	4 535
Surplus d'apport	263	263
Bénéfices non répartis	414	119
Redressement au titre du change (note 12)	13	18
	6 588	6 612
<b>Engagements et éventualités (note 17)</b>		
	<b>25 548</b>	<b>24 969</b>

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

Au nom du conseil d'administration :



administrateur



administrateur

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
Solde au début de l'exercice	<b>119</b>	740	2 791
Bénéfice net	<b>790</b>	18	432
Charges liées aux titres privilégiés	<b>(44)</b>	(46)	(21)
Dividendes sur actions privilégiées	<b>(35)</b>	(52)	(50)
Dividendes sur actions ordinaires	<b>(379)</b>	(527)	(490)
Scission de l'entreprise de produits chimiques de base (note 20)	–	–	(1 708)
Frais d'opération du regroupement d'entreprises (note 20)	–	–	(182)
Modifications comptables (note 2)	<b>(37)</b>	(3)	–
Autres	–	(11)	(32)
	<b>414</b>	119	740

*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 2000 et 1999 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 2000. 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 au 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 2000 et 1999, 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 2000 selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.

Les principes comptables généralement reconnus au Canada diffèrent, à certains égards importants, des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis. Le recours aux principes comptables généralement reconnus aux États-Unis aurait influé sur les résultats d'exploitation de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2000 et sur l'avoir des actionnaires aux 31 décembre 2000 et 1999, tel qu'il est décrit dans le sommaire figurant à la note 21 afférente aux états financiers consolidés.

**KPMG s.r.l.**

Comptables agréés

Calgary, Canada

Le 29 janvier 2001

## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TransCanada PipeLines Limited (la « Société » ou « TransCanada ») est une des plus grandes sociétés d'énergie et de transport de gaz naturel en Amérique du Nord. TransCanada exerce ses activités dans trois secteurs qui représentent des entreprises commerciales stratégiques gérées séparément et offrant chacune 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), le 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 ressources énergétiques au Canada ainsi qu'aux États-Unis.

### ÉLECTRICITÉ

L'entreprise d'électricité construit, détient et exploite des centrales électriques, commercialise de l'électricité et en fait le commerce et fournit une gamme de services de gestion de l'électricité à des clients des secteurs énergétique et industriel. Cette entreprise exerce ses activités tant aux États-Unis qu'au Canada.

### COMMERCIALISATION DU GAZ

L'entreprise de commercialisation du gaz achète et vend du gaz naturel, pour son compte et dans le cadre d'arrangements sur les revenus nets conclus avec les producteurs du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. L'entreprise de commercialisation du gaz offre en outre une gamme de services d'approvisionnement, de stockage et de transport, de même que des produits et services financiers structurés, à sa clientèle du Canada et de la partie septentrionale des 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 au Canada (« PCGR canadiens »), lesquels, à certains égards, diffèrent des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis (« PCGR américains »). La note 21 en explique les principales différences. Les montants sont présentés en dollars CA, sauf indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent beaucoup 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 consolidés 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. Les autres participations sont comptabilisées à la valeur d'acquisition.

#### RÉGLEMENTATION

Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (« CESPAs »), tandis que les activités du réseau principal au Canada et du réseau de la Colombie-Britannique tombent sous la juridiction de l'Office national de l'énergie (« ONE »). La réglementation s'applique à toutes ces activités en ce qui concerne la détermination des droits, la construction, l'exploitation et la comptabilité. Les gazoducs aux États-Unis et la centrale électrique Ocean State tombent aussi sous la juridiction 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 qu'ils le soient en vertu des principes comptables généralement reconnus.

#### ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

Les placements à court terme de la Société sont considérés comme des quasi-espèces et sont inscrits au coût, qui est proche de leur valeur marchande.

#### STOCKS

Les stocks de gaz naturel négociés sont comptabilisés à la valeur marchande et les autres stocks le sont au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

#### IMMOBILISATIONS CORPORELLES

##### *Transport*

Les immobilisations corporelles liées aux activités de transport du gaz naturel sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, à des taux approuvés par les organismes de réglementation. Les gazoducs et les stations de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre deux et cinq 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 durant 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.

##### *Autres*

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût et amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant généralement entre trois et cinq pour cent. Dans le cas des constructions en cours, l'intérêt est capitalisé et compris dans le coût des immobilisations en cause.

#### IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Pour les besoins de tarification, la méthode de l'impôt exigible est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices dans le cas des activités de transport de gaz naturel au Canada. Puisqu'il est vraisemblable que les impôts futurs à payer seront inclus dans le coût de service futur et alors récupérés dans les produits, la Société applique aussi cette méthode aux fins comptables.

Pour les autres 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 réalisés, 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 CA selon la méthode du taux courant. Les redressements de conversion sont présentés au poste « Redressement au titre du change », dans l'avoire des actionnaires.

Les gains et les pertes de change liés au principal de la dette libellée en devises qui se rapporte au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient récupérés par le biais de la tarification.

## GESTION DU RISQUE DE PRIX ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La Société exerce des activités de gestion du risque de prix, tant à des fins de commerce qu'à d'autres fins. Les activités de commerce visent des biens et services fournis à l'industrie des ressources énergétiques par les entreprises de commercialisation de gaz et d'électricité de la Société. La méthode de l'évaluation à la valeur du marché est utilisée pour la comptabilisation de toutes les activités de commerce d'énergie. Les activités de commerce sont exercées par le truchement d'une variété d'instruments conclus avec des tierces parties, y compris des contrats de livraison matérielle d'un produit énergétique de base, des contrats à terme normalisés cotés en bourse et comportant des règlements en espèces, des contrats à terme comportant un règlement en espèces ou une livraison matérielle de produit, des swaps prévoyant que des paiements soient faits à des contreparties (ou reçus d'elles) en fonction de l'écart entre les prix fixes et les prix variables de produits de base, des options cotées en bourse ou négociées hors-bourse et d'autres types d'arrangements contractuels.

En vertu de la méthode de comptabilisation par évaluation à la valeur du marché, les contrats de commerce d'énergie sont inscrits à leur juste valeur dans le bilan consolidé. Les fluctuations des comptes du bilan découlent principalement des changements dans l'évaluation du portefeuille de contrats, de nouvelles opérations ainsi que de l'échéance et du règlement de certains contrats. Les prix du marché utilisés pour l'évaluation de ces opérations reflètent les hypothèses les plus probables de la direction, qui tiennent compte de différents facteurs comprenant les cours de clôture en bourse et hors-bourse, la valeur-temps et les facteurs de volatilité qui sous-tendent les engagements. Les valeurs sont ajustées pour tenir compte de l'incidence que pourrait avoir la liquidation ordonnée de la position de la Société sur une période raisonnable et aux conditions actuelles du marché, et pour refléter d'autres types de risque, y compris le risque de crédit.

Les gains et pertes nets matérialisés constatés au cours d'un exercice donné sont inclus dans les produits dans l'état consolidé des résultats. Ils découlent principalement d'opérations qui se sont produites pendant cet exercice, de la restructuration de contrats et de l'incidence de l'évolution des prix. Les rentrées et sorties de fonds liées aux contrats de commerce d'énergie sont constatées dans les flux de trésorerie découlant de l'exploitation à mesure que les opérations en question sont réglées.

La Société a également recours à des instruments financiers dérivés et à d'autres instruments financiers en rapport avec des activités autres que le commerce, afin de gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt. Les gains et les pertes attribuables aux instruments dérivés considérés comme instruments 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 et 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 biais du processus de réglementation.

Pour être comptabilisé à titre d'instrument de couverture, un instrument dérivé doit être désigné et efficace. Un instrument de couverture des flux de trésorerie est efficace si les fluctuations des flux de trésorerie qui en découlent annulent presque entièrement les fluctuations des flux de trésorerie attribuables à la position couverte et si ces flux de trésorerie se produisent en même temps. Un instrument de couverture de la juste valeur est efficace si sa juste valeur annule presque entièrement les fluctuations de la juste valeur de la position couverte. 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 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 a payées ou reçues en rapport avec les instruments dérivés constituant des instruments 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 et à cotisations déterminées. Le coût des prestations acquises dans le cadre des régimes à prestations déterminées et des autres avantages sociaux postérieurs à l'emploi est établi actuariellement 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 de la caisse de retraite, de la hausse des salaires, de l'âge éventuel de retraite des employés et des coûts prévus des soins de santé. Les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des salariés 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, est amorti sur la durée moyenne résiduelle d'activité des salariés actifs.

## NOTE 2

**Modifications comptables**

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2000, la Société a adopté les nouvelles normes de l'Institut Canadien des Comptables Agréés pour ce qui concerne la comptabilisation des impôts sur les bénéfices et des avantages sociaux futurs. Avec prise d'effet le 31 décembre 2000, la Société a adopté la méthode de l'évaluation à la valeur du marché pour la comptabilisation de tous les contrats de commerce d'énergie de la Société.

**IMPÔTS FUTURS**

En vertu de la nouvelle norme sur les impôts futurs, la méthode du report d'impôts variable est appliquée. Auparavant, la Société avait recours à la méthode du report d'impôts fixe pour ses entreprises non réglementées. La nouvelle norme n'a aucune incidence sur la comptabilisation des impôts sur les bénéfices des entreprises de transport de gaz réglementées de la Société.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, sans retraitement des données des exercices antérieurs. Elle a eu pour effet de réduire les bénéfices non répartis et les actifs d'impôts futurs de 65 millions de dollars dans chaque cas. Des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars reflétant l'adoption de changements aux lois fiscales et aux taux d'imposition pratiquement en vigueur ont constitué la principale incidence de cette modification comptable sur le bénéfice de l'exercice terminé le 31 décembre 2000.

**AVANTAGES SOCIAUX FUTURS**

Par suite de l'adoption de la nouvelle norme sur les avantages sociaux futurs, la Société se conforme à une nouvelle méthode pour le calcul des surplus ou déficits des régimes de retraite et pour la constatation des autres avantages sociaux postérieurs à l'emploi, dans les états financiers. Auparavant, TransCanada constatait au décaissement les autres avantages sociaux postérieurs à l'emploi. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, sans retraitement des données des exercices antérieurs. Elle a eu pour conséquence d'augmenter les bénéfices non répartis et de réduire les montants reportés de 28 millions de dollars. L'incidence de cette modification sur le bénéfice de l'exercice terminé le 31 décembre 2000 n'a pas été importante.

**GESTION DU RISQUE DE PRIX**

La modification de convention comptable relative à l'évaluation à la valeur du marché a été appliquée rétroactivement et les données de l'exercice précédent ont été retraitées en conséquence. Cette modification n'a pas été appliquée aux états financiers de 1998 parce que l'information ne pouvait être établie au prix d'un effort raisonnable. Elle a eu pour effet cumulatif de réduire de 3 millions de dollars les bénéfices non répartis au 1<sup>er</sup> janvier 1999. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, la perte nette non matérialisée sur les contrats de commerce d'énergie a été de 87 millions de dollars, avant impôts; elle a été constituée d'un gain net non matérialisé de 37 millions de dollars, avant impôts, réalisé par le secteur Électricité et d'une perte nette non matérialisée de 124 millions de dollars, avant impôts, dans le secteur Commercialisation du gaz.

Les effets importants de la modification comptable sur le bilan consolidé au 31 décembre 1999 et sur l'état consolidé des résultats de l'exercice terminé à cette date se présentent comme suit :

(en millions de dollars)

Augmentation (diminution)

	Augmentation (diminution)
<b>Bilan consolidé</b>	
Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie	
Actif à court terme	153
Actif à long terme	63
Pertes non matérialisées sur contrats de commerce d'énergie	
Passif à court terme	157
Passif à long terme	66
Bénéfices non répartis	(13)
<b>État consolidé des résultats</b>	
Produits	(17)
Impôts sur les bénéfices	(7)

## NOTE 3

**Informations sectorielles****BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)<sup>1)</sup>**

	Transport	Électricité	Comm. du gaz	Siège social	Total
<i>Exercice terminé le 31 décembre 2000 (en millions de dollars)</i>					
Produits	3 830	565	16 761	–	21 156
Coût des ventes	–	(288)	(16 952)	–	(17 240)
Autres charges	(1 246)	(101)	(43)	(25)	(1 415)
Amortissement	(697)	(35)	(7)	(1)	(740)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 887	141	(241)	(26)	1 761
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(877)	(3)	–	(158)	(1 038)
Charges financières des coentreprises	(101)	(12)	–	–	(113)
Autres produits	52	9	7	54	122
Gain à la vente d'actifs	11	26	–	–	37
Impôts sur les bénéfices	(360)	(56)	105	53	(258)
Activités poursuivies	612	105	(129)	(77)	511
Activités abandonnées					200
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires					711
<i>Exercice terminé le 31 décembre 1999 (en millions de dollars)</i>					
Produits	3 774	450	7 632	–	11 856
Coût des ventes	–	(234)	(7 575)	–	(7 809)
Autres charges	(1 299)	(119)	(61)	(30)	(1 509)
Amortissement	(657)	(30)	(2)	(3)	(692)
Restructuration et autres charges	–	–	–	(170)	(170)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 818	67	(6)	(203)	1 676
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(876)	–	(2)	(238)	(1 116)
Charges financières des coentreprises	(107)	(13)	–	–	(120)
Autres produits	46	9	2	29	86
Gain à la vente d'actifs	91	–	–	–	91
Impôts sur les bénéfices	(301)	(23)	1	150	(173)
Activités poursuivies	671	40	(5)	(262)	444
Activités abandonnées					(524)
Perte nette afférente aux actions ordinaires					(80)
<i>Exercice terminé le 31 décembre 1998 (en millions de dollars)</i>					
Produits	3 613	290	7 057	–	10 960
Coût des ventes	–	(190)	(6 655)	–	(6 845)
Autres charges	(1 271)	(32)	(349)	(27)	(1 679)
Amortissement	(608)	(24)	(3)	(1)	(636)
Restructuration et autres charges	–	–	–	(207)	(207)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 734	44	50	(235)	1 593
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(857)	(1)	–	(187)	(1 045)
Charges financières des coentreprises	(111)	(10)	–	–	(121)
Autres produits (charges)	94	7	(3)	46	144
Impôts sur les bénéfices	(262)	(11)	(23)	117	(179)
Activités poursuivies	598	29	24	(259)	392
Activités abandonnées					(31)
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires					361

<sup>1)</sup> Le poste Restructuration et autres charges de même que 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.

## TOTAL DE L'ACTIF

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>
Transport	<b>17 347</b>	18 269
Électricité	<b>1 889</b>	517
Commercialisation du gaz (surtout l'actif à court terme)	<b>3 892</b>	993
Siège social	<b>1 083</b>	786
Activités poursuivies	<b>24 211</b>	20 565
Activités abandonnées	<b>1 337</b>	4 404
	<b>25 548</b>	24 969

## RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
<b>Produits <sup>2)</sup></b>			
Canada – marché intérieur	<b>13 077</b>	5 479	5 091
Canada – exportation	<b>2 888</b>	3 024	2 013
États-Unis	<b>5 191</b>	3 353	3 856
	<b>21 156</b>	11 856	10 960

2) Répartis entre les pays, selon le pays d'origine des produits et services.

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Canada	<b>16 089</b>	16 220
États-Unis	<b>1 584</b>	1 518
	<b>17 673</b>	17 738

## DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
Transport	<b>354</b>	1 186	2 369
Électricité	<b>104</b>	117	72
Commercialisation du gaz et Siège social	<b>60</b>	20	4
Activités poursuivies	<b>518</b>	1 323	2 445
Activités abandonnées	<b>294</b>	501	1 208
	<b>812</b>	1 824	3 653

## NOTE 4

**Immobilisations corporelles**

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000		1999	
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
<b>Transport</b>				
<b>Réseau de l'Alberta</b>				
Gazoducs	4 612	1 420	3 192	3 249
Compression	1 396	327	1 069	1 111
Postes de comptage et autres	1 203	337	866	853
	7 211	2 084	5 127	5 213
En construction	53	–	53	70
	7 264	2 084	5 180	5 283
<b>Réseau principal au Canada</b>				
Gazoducs	8 627	2 495	6 132	6 288
Compression	3 374	647	2 727	2 690
Postes de comptage et autres	427	118	309	289
	12 428	3 260	9 168	9 267
En construction	34	–	34	119
	12 462	3 260	9 202	9 386
<b>Gazoducs nord-américains et autres</b>				
	3 721	1 303	2 418	2 485
	23 447	6 647	16 800	17 154
<b>Électricité</b>				
	1 045	320	725	492
<b>Commercialisation du gaz et Siège social</b>				
	206	58	148	92
	24 698	7 025	17 673	17 738

## NOTE 5

**Participations dans les coentreprises**

<i>(en millions de dollars)</i>	Participation	Quote-part de TransCanada				
		Bénéfice (perte) avant les impôts sur les bénéfices			Actif net	
		Exercices terminés les 31 décembre			31 décembre	
		2000	1999	1998	2000	1999
Great Lakes	50,0 %	84	85	86	433	519
Northern Border	1)	–	21	46	–	–
Iroquois	35,0 % 2)	22	20	23	88	113
Tuscarora	17,4 % 3)	4	5	4	9	22
Foothills	50,0 – 74,5 %	33	29	22	204	199
Trans Québec & Maritimes	50,0 %	14	13	12	82	84
Centrale électrique Ocean State	4)	22	29	26	–	184
S.E.C. TransCanada Électricité	41,6 % 5)	21	17	16	236	227
TC PipeLines, LP	33,4 % 6)	5	–	–	104	–
Autres	25,0 – 60,0 %	11	7	(2)	34	37
		216	226	233	1 190	1 385

1) La participation de 30,0 pour cent que la Société détenait dans Northern Border a été vendue à TC PipeLines, LP en mai 1999 (voir la note 6).

2) En 1999, la Société a porté sa participation dans Iroquois de 29,0 pour cent à 35,0 pour cent.

3) En 2000, la Société a vendu à TC Pipelines, LP une participation de 49,0 pour cent dans Tuscarora Gas Transmission Company; par suite de cette opération, la Société conserve une participation globale de 17,4 pour cent dans cette entreprise.

4) En 1998, la Société a porté sa participation dans la centrale électrique Ocean State de 40,0 pour cent à 70,1 pour cent. En octobre 2000, la Société a porté sa participation à 100 pour cent et l'a intégrée dans les comptes consolidés postérieurement à cette date.

5) En 1998, la Société a réduit sa participation dans S.E.C. TransCanada Électricité de 50,0 pour cent à 39,8 pour cent et, en 1999, à 32,7 pour cent. En 2000, la Société a augmenté sa participation pour la porter à 41,6 pour cent.

6) En septembre 2000, par suite d'un changement dans la relation avec la société contrôlante, la participation dans TC PipeLines, LP n'est plus comptabilisée à la valeur de consolidation, mais selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2000 comprenaient une tranche de 267 millions de dollars (383 millions de dollars en 1999) qui représente les bénéfices non répartis de ces coentreprises.

#### INFORMATION FINANCIÈRE SOMMAIRE RELATIVE AUX COENTREPRISES

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000	1999	1998
<b>Résultats</b>			
Produits	603	606	716
Charges	(155)	(139)	(263)
Amortissement	(132)	(138)	(137)
Charges financières et autres des coentreprises	(100)	(103)	(83)
Quote-part du bénéfice avant impôts des coentreprises	216	226	233

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000	1999	1998
<b>Flux de trésorerie</b>			
Exploitation	321	298	342
Activités d'investissement	(80)	(274)	(999)
Activités de financement	(240)	(61)	738
Quote-part de l'augmentation (la diminution) de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	1	(37)	81

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000	1999
<b>Bilans</b>		
Encaisse et placements à court terme	66	65
Autres éléments d'actif à court terme	75	47
Placements à long terme	123	–
Immobilisations corporelles	2 492	2 714
Autres actifs et montants reportés	(33)	59
Passif à court terme	(167)	(114)
Dette sans recours	(1 296)	(1 272)
Impôts futurs	(70)	(114)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	1 190	1 385

#### NOTE 6

##### Placements à long terme

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000	1999
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>		
Northern Border	123	361
Autres	51	56
	174	417

La Société détient une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, qui détient une participation de 30,0 pour cent dans Northern Border Pipeline Company. En septembre 2000, par suite d'un changement dans la relation avec la société contrôlante, la participation dans TC PipeLines, LP n'est plus comptabilisée à la valeur de consolidation, mais selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2000 comprenaient une tranche de 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 1999) qui représente les bénéfices réinvestis dans ces entreprises dans lesquelles la Société a des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

## NOTE 7

**Dettes à long terme**

		2000		1999	
	Dates de remboursement	Encours au 31 déc. <sup>1)</sup>	Taux d'intérêt moyen pondéré <sup>2)</sup>	Encours au 31 déc. <sup>1)</sup>	Taux d'intérêt moyen pondéré <sup>2)</sup>
<b>Réseau de l'Alberta</b>					
Débentures et billets					
En dollars CA	2003 à 2024	840	11,1 %	861	11,1 %
En dollars US (625 \$ US en 2000 et 1999)	2002 à 2023	938	8,2 %	902	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2001 à 2030	791	7,4 %	981	7,4 %
En dollars US (333 \$ US en 2000 et 1999)	2001 à 2029	499	7,3 %	481	7,3 %
Emprunts non garantis					
En dollars US (107 \$ US en 2000; 182 \$ US en 1999)	2003	160	7,1 %	263	6,4 %
		<u>3 228</u>		<u>3 488</u>	
Différence de change recouvrable par le biais de la tarification					
		<u>(254)</u>		<u>(218)</u>	
		<u>2 974</u>		<u>3 270</u>	
<b>Réseau principal au Canada</b>					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres sterling (£25 en 2000 et 1999)	2007	56	16,5 %	58	16,5 %
Débentures					
En dollars CA	2002 à 2020	1 455	10,9 %	1 530	10,9 %
En dollars US (800 \$ US en 2000 et 1999)	2012 à 2023	1 200	9,2 %	1 155	9,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2001 à 2031	2 932	7,1 %	3 017	7,1 %
En dollars US (120 \$ US en 2000 et 1999)	2010	180	6,1 %	173	6,1 %
		<u>5 823</u>		<u>5 933</u>	
Différence de change recouvrable par le biais de la tarification					
		<u>(250)</u>		<u>(200)</u>	
		<u>5 573</u>		<u>5 733</u>	
<b>Autres</b>					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	342	6,6 %	745	7,0 %
En dollars US (785 \$ US en 2000; 1 363 \$ US en 1999)	2001 à 2029	1 178	6,8 %	1 967	6,8 %
Débentures subordonnées					
En dollars US (57 \$ US en 2000; 200 \$ US en 1999)	2006	86	9,1 %	289	9,1 %
Dettes à long terme de filiales					
En dollars US (138 \$ US en 2000; 7 \$ US en 1999)	2002 à 2011	207	8,2 %	10	7,4 %
Emprunts non garantis					
En dollars CA	2001 à 2003	180	7,6 %	180	7,6 %
		<u>1 993</u>		<u>3 191</u>	
		<u>10 540</u>		<u>12 194</u>	
Moins la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an					
		<u>612</u>		<u>603</u>	
		<u>9 928</u>		<u>11 591</u>	

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 : débentures et billets en dollars US, Réseau de l'Alberta – 8,2 pour cent (8,2 pour cent en 1999); billets à moyen terme en dollars CA, Réseau de l'Alberta – 7,3 pour cent (6,9 pour cent en 1999); emprunts non garantis en dollars US, Réseau de l'Alberta – 8,3 pour cent (7,9 pour cent en 1999); débentures subordonnées en dollars US, Autres – 8,6 pour cent (8,9 pour cent en 1999).

**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 612 millions de dollars pour 2001, 518 millions de dollars pour 2002, 536 millions de dollars pour 2003, 355 millions de dollars pour 2004 et 354 millions de dollars pour 2005.

**BILLETS À MOYEN TERME**

La Société a établi des programmes de billets à moyen terme au Canada et aux États-Unis. Au 31 décembre 2000, la Société, en vertu de ces programmes, était en mesure d'émettre des billets à moyen terme supplémentaires pour des montants pouvant atteindre 1,5 milliard de dollars au Canada et 750 millions de dollars US aux États-Unis.

**RÉSEAU DE L'ALBERTA***Déventures*

Des déventures totalisant 225 millions de dollars sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent droit aux porteurs d'exiger, aux dates de remboursement à compter de 1997, le remboursement d'un maximum de 8 pour cent du montant en principal majoré des intérêts courus et impayés. Aucun porteur n'a exigé de remboursement.

**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 seuls éléments d'actif constitués du réseau principal actuel et futur au Canada et aux contrats actuels et futurs de transport de gaz naturel de la Société.

*Billets à moyen terme*

Des billets à moyen terme totalisant 148 millions de dollars sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent droit aux porteurs d'exiger, à des dates de remboursement allant de 2001 à 2003, le remboursement du montant en principal majoré des intérêts courus et impayés. Des billets à moyen terme totalisant 125 millions de dollars sont assortis d'une disposition qui donne droit aux porteurs de reporter l'échéance de ces billets de la date de remboursement initiale, soit l'an 2001, à l'an 2008. Si l'échéance était reportée, le taux d'intérêt passerait de 5,6 pour cent à 5,9 pour cent, et les billets à moyen terme deviendraient remboursables au gré de la Société.

**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 droit aux porteurs d'exiger, en 2005 et en 2004 respectivement, le remboursement du montant en principal 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.

**CHARGES FINANCIÈRES***Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)*

	2000	1999	1998
Intérêt sur la dette à long terme	974	1 026	960
Reports et amortissements réglementés	(13)	6	12
Intérêts débiteurs et autres charges financières à court terme	47	59	67
Intérêts capitalisés	-	(1)	(10)
	<b>1 008</b>	<b>1 090</b>	<b>1 029</b>
Charges financières - activités abandonnées	(49)	(72)	(55)
	<b>959</b>	<b>1 018</b>	<b>974</b>

La Société a effectué des paiements d'intérêts de 1 024 millions de dollars, de 1 062 millions de dollars et de 981 millions de dollars pour les exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998, respectivement.

## NOTE 8

**Dette sans recours des coentreprises**

		2000		1999	
	Dates de remboursement	Encours au 31 déc. <sup>1)</sup>	Taux d'intérêt moyen pondéré <sup>2)</sup>	Encours au 31 déc. <sup>1)</sup>	Taux d'intérêt moyen pondéré <sup>2)</sup>
<b>Great Lakes</b>					
Billets de premier rang non garantis (297 \$ US en 2000; 257 \$ US en 1999)	2003 à 2030	446	8,2 %	371	8,2 %
<b>Iroquois</b>					
Emprunt bancaire (136 \$ US en 2000; 118 \$ US en 1999)	2009 à 2010	204	8,1 %	170	8,7 %
<b>Tuscarora</b>					
Billets de premier rang garantis (14 \$ US en 2000; 43 \$ US en 1999)	2010	21	7,2 %	62	7,1 %
<b>Foothills</b>					
Billets de premier rang non garantis	2005	343	5,6 %	345	4,9 %
Billets de premier rang garantis	2005	65	8,4 %	66	8,4 %
<b>Trans Québec &amp; Maritimes</b>					
Obligations de première hypothèque	2005 à 2010	143	7,3 %	136	8,6 %
<b>Centrale électrique Ocean State <sup>3)</sup></b>					
Billets de premier rang garantis (91 \$ US en 1999)	2001 à 2011	–	–	131	7,8 %
<b>S.E.C. TransCanada Électricité</b>					
Emprunt bancaire	2014	66	6,4 %	53	5,9 %
<b>TC PipeLines, LP</b>					
Billets de premier rang non garantis (7 \$ US en 2000; néant \$ en 1999)	2003	11	7,6 %	–	–
<b>Autres</b>					
Billet	2001	6	6,9 %	2	6,5 %
Emprunt bancaire	2001 à 2006	20	7,0 %	–	–
		<b>1 325</b>		<b>1 336</b>	
<b>Moins la tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins d'un an</b>					
		<b>29</b>		<b>64</b>	
		<b>1 296</b>		<b>1 272</b>	

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. En raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sur les emprunts bancaires d'Iroquois, de Foothills et de S.E.C. TransCanada Électricité étaient de 7,8 pour cent, de 6,7 pour cent et de 7,5 pour cent, respectivement, au 31 décembre 2000. En raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sur ces emprunts bancaires étaient de 7,6 pour cent, de 6,5 pour cent et de 7,5 pour cent, respectivement, au 31 décembre 1999.

3) En octobre 2000, la Société a porté sa participation à 100 pour cent et l'a intégrée dans les comptes consolidés postérieurement à cette date.

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 29 millions de dollars pour 2001, 43 millions de dollars pour 2002, 389 millions de dollars pour 2003, 36 millions de dollars pour 2004 et 144 millions de dollars pour 2005.

## CHARGES FINANCIÈRES DES COENTREPRISES

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000	1999	1998
Intérêt sur la dette à long terme sans recours	149	139	137
Autres	5	10	10
	154	149	147
Charges financières des coentreprises – activités abandonnées	(41)	(29)	(26)
	113	120	121

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 99 millions de dollars, 78 millions de dollars et 86 millions de dollars pour les exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998, respectivement.

## NOTE 9

**Débtures subordonnées de rang inférieur et titres privilégiés**

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	Dates de remboursement	2000	1999
<b>Débtures de rang inférieur</b>			
Émission à 8,75 % (160 millions de dollars US en 2000 et 1999)	2045	218	218
<b>Titres privilégiés</b>			
Émissions à 8,25 % et 8,50 % (17 millions de dollars US en 2000; 15 millions de dollars US en 1999)	2045 à 2047	25	23
		243	241

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

## DÉBENTURES DE RANG INFÉRIEUR

Les débtures de rang inférieur sont rachetables à leur valeur nominale par la Société, à tout moment à compter du 23 juillet 2001; dans certaines circonstances, la Société peut les racheter avant cette date. La Société peut choisir de reporter les paiements d'intérêts sur les débtures de rang inférieur. Les intérêts et les intérêts reportés, s'il en est, doivent être réglés au comptant.

## TITRES PRIVILÉGIÉS

Les titres privilégiés 8,50 pour cent, de 200 millions de dollars US, sont rachetables par la Société à leur valeur nominale, à tout moment à compter du 7 novembre 2001 et, dans certaines circonstances, avant cette date. Les titres privilégiés 8,25 pour cent, 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 aussi choisir de reporter les paiements d'intérêts sur les titres privilégiés et de régler les intérêts reportés au comptant ou en actions ordinaires.

Étant donné que la Société peut, à son gré, régler les intérêts reportés en émettant des actions ordinaires, les titres privilégiés sont classés en fonction de leur composante passif ou de leur composante capitaux propres. La composante capitaux propres des titres privilégiés s'élevait à 969 millions de dollars au 31 décembre 2000 (960 millions de dollars en 1999).

## NOTE 10

**Actions privilégiées**

31 décembre	Nombre d'actions (en milliers)	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2000 (en millions de dollars)	1999 (en millions de dollars)
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>					
Série 2,80 \$	553	2,80 \$	50,50 \$	–	28
Série R	2 000	2,975 \$	50,00 \$	–	100
Série S	4 000	2,575 \$	50,00 \$–51,00 \$	–	200
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				<b>389</b>	<b>717</b>

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises en série est illimité. Les actions privilégiées de premier rang sont toutes sans valeur nominale.

Le 5 mars 1999, la Société a émis 4 000 000 d'actions de série Y et en a tiré un produit net au comptant de 194 millions de dollars. Le 1<sup>er</sup> juin 1999, la Société a racheté toutes les actions de série O et de série P en circulation, au prix de 52 \$ l'action, et imputé une prime de remboursement de 11 millions de dollars aux bénéficiaires non répartis. Le 15 décembre 1999, la Société a racheté toutes les actions de série Q en circulation, au prix de 50 \$ l'action.

Le 12 janvier 2000, la Société a racheté toutes les actions de série 2,80 \$ en circulation, au prix de 50,50 \$ l'action. Le 8 novembre 2000, la Société a acquis 97 pour cent des actions de série S en circulation, au prix de 50 \$ l'action, par le biais d'une importante offre publique de rachat effectuée par l'entremise de la Bourse de Toronto. Le 22 novembre 2000, la Société a racheté le reste des actions de série S en circulation, au prix de 50 \$ l'action, aux termes des dispositions d'acquisition obligatoire de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Le 15 décembre 2000, la Société a racheté la totalité des actions de série R en circulation, au prix de 50 \$ l'action. 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 11

**Actions ordinaires**

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
<b>En circulation au 1<sup>er</sup> janvier 1998</b>	<b>455 849</b>	<b>4 147</b>
Émises contre espèces ou quasi-espèces		
En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	4 960	131
Levée d'options	2 882	52
Autres	17	1
<b>En circulation au 31 décembre 1998</b>	<b>463 708</b>	<b>4 331</b>
Émises contre espèces ou quasi-espèces		
En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	10 254	195
Levée d'options	569	9
<b>En circulation au 31 décembre 1999</b>	<b>474 531</b>	<b>4 535</b>
Émises contre espèces ou quasi-espèces		
Levée d'options	382	5
<b>En circulation au 31 décembre 2000</b>	<b>474 913</b>	<b>4 540</b>

**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 net par action est le quotient du bénéfice net afférent aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Les nombres moyens pondérés d'actions (en millions) étaient de 474,6, 469,5 et 460,0 respectivement, pour les exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998.

## OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS

	Nombre d'actions (en milliers)	Prix de levée moyen pondéré	Options pouvant être levées (en milliers)
<b>En circulation au 1<sup>er</sup> janvier 1998</b>	12 283	22,62 \$	6 315
Redressement des options par suite du regroupement d'entreprises <sup>1)</sup>	(1 296)		
Octroyées	1 968	29,71 \$	
Levées	(2 882)	18,10 \$	
Annulées ou échues	(145)	24,22 \$	
<b>En circulation au 31 décembre 1998</b>	9 928	19,97 \$	7 400
Octroyées	3 988	20,57 \$	
Levées	(569)	15,16 \$	
Annulées ou échues	(476)	22,82 \$	
<b>En circulation au 31 décembre 1999</b>	12 871	20,27 \$	9 661
Octroyées	3 475	10,30 \$	
Levées	(382)	12,86 \$	
Annulées ou échues	(573)	18,85 \$	
<b>En circulation au 31 décembre 2000</b>	15 391	18,25 \$	12 102

1) Avec prise d'effet le 2 juillet 1998, les options d'achat d'actions octroyées antérieurement par TransCanada et NOVA ont été échangées et redressées en fonction du principe suivant lequel l'avantage acquis en vertu de telles options serait préservé.

L'information relative aux options d'achat d'actions en circulation au 31 décembre 2000 est présentée sommairement dans le tableau ci-dessous :

	Options en circulation			Options pouvant être levées	
	Nombre d'options (en milliers)	Moyenne contractuelle de la durée restante (en années)	Prix de levée moyen pondéré	Nombre d'options (en milliers)	Prix de levée moyen pondéré
<i>Fourchette des prix de levée</i>					
10,03 \$ à 19,86 \$	8 309	7,5	14,53 \$	6 018	15,96 \$
20,58 \$ à 24,61 \$	7 082	7,7	22,62 \$	6 084	22,85 \$
	15 391	7,6	18,25 \$	12 102	19,43 \$

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'acquérir 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 anniversaire de chacune des trois années suivant son octroi, une tranche de 25 pour cent de ces actions. Au 31 décembre 2000, une tranche supplémentaire de 8 millions d'actions ordinaires a été réservée pour émission future aux termes du KESIP.

## 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 1998; certaines modifications y ont été apportées pour que ses dispositions soient conformes à celles de régimes de droits semblables en vigueur dans d'autres sociétés ouvertes canadiennes.

**RESTRICTIONS RELATIVES AUX DIVIDENDES**

Certaines dispositions régissant les actions privilégiées, les titres privilégiés, les débentures 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 2000, la capacité de la Société de déclarer des dividendes n'était aucunement restreinte ni modifiée par de telles dispositions.

## NOTE 12

**Gestion du risque de prix et instruments financiers**

La Société émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris des titres 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 ressources énergétiques et des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés pour gérer le risque de prix ou le risque de flux de trésorerie résultant de ces activités, y compris les activités abandonnées. En 2000, la Société s'est départie de la majorité des actifs liés à ses activités abandonnées. Elle continuera toutefois de gérer le risque que présentent les activités abandonnées restantes jusqu'à ce que les actifs s'y rattachant aient été aliénés.

*Valeur comptable des instruments dérivés*

La valeur comptable des instruments dérivés servant à couvrir le risque de prix lié à l'actif et au passif libellés en monnaie étrangère et représentant les gains ou pertes nets non matérialisés en rapport avec les instruments dérivés annule en partie le redressement au titre du change, dans l'avoir des actionnaires. La valeur comptable des swaps de taux d'intérêt représente les intérêts nets courus entre la date du dernier versement et la date du rapport. 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, de même que les billets à payer, sont évalués à leur valeur comptable, en raison de la brièveté de la période à courir jusqu'à l'échéance des instruments. La juste valeur de la dette à long terme, de la dette à long terme sans recours des coentreprises et des débentures subordonnées de rang inférieur est déterminée en fonction des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de taux d'intérêt et de change a été estimée en fonction des 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 fasse défaut d'honorer ses engagements aux termes du contrat. Ce risque de crédit est réduit au minimum du fait que la Société traite avec des parties dignes de confiance, conformément à des pratiques bien établies en matière d'approbation du crédit. Au 31 décembre 2000, 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 388 millions de dollars et à 232 millions de dollars, respectivement.

*Montants nominaux de référence*

Les montants nominaux de référence ne sont pas présentés dans les états financiers parce qu'ils ne donnent pas lieu à des échanges entre la Société et les autres parties aux contrats, et qu'ils ne constituent donc 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 2000 et 1999, la Société détenait des actifs et passifs libellés en monnaie étrangère, ce qui l'expose au risque lié aux variations du taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés, sur une base après impôts, afin de couvrir le risque de change. Les crédits croisés 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. 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 à l'actif net et sont inscrits comme redressement au titre du change, dans l'avoir des actionnaires.

<i>Actif (passif) 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000		1999	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Risque de change</b>				
<b>Crédits croisés</b>				
En dollars US	(18)	(18)	(15)	(15)
En euros	-	-	38	38
<b>Contrats de change à terme</b>				
En dollars US	(1)	(1)	(10)	(10)
En euros	-	-	8	8

Les montants en principal des crédits croisés sont de 150 millions de dollars US (250 millions de dollars US en 1999) et de néant euros (177 millions d'euros en 1999). Les montants en principal des contrats de change à terme sont de 35 millions de dollars US (380 millions de dollars US en 1999) et de 28 millions d'euros (110 millions d'euros en 1999).

#### RAPPROCHEMENT DU REDRESSEMENT AU TITRE DU CHANGE

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000	1999
Solde au début de l'exercice	18	15
Pertes à la conversion des actifs nets libellés en monnaie étrangère	(1)	(62)
(Pertes) gains de change liés aux instruments dérivés, déduction faite des impôts sur les bénéfices	(4)	65
	13	18

#### GESTION DU RISQUE DE PRIX DE L'ÉNERGIE

La Société a adopté la méthode de l'évaluation à la valeur du marché pour la comptabilisation de tous ses contrats de commerce d'énergie, avec prise d'effet le 31 décembre 2000.

Les entreprises de commercialisation de gaz et d'électricité de la Société offrent des services intégrés de gestion du risque de prix à l'industrie des ressources énergétiques. La Société passe des contrats de commerce d'énergie liés à ces produits de base, pour les besoins de la gestion globale de son portefeuille de contrats. Le portefeuille de contrats de commerce d'énergie de la Société est constitué principalement de contrats à terme, de contrats à terme normalisés, de swaps et d'options d'une durée pouvant atteindre 10 ans et dont les engagements relatifs aux prix sont soit fixes, soit variables. La perte nette non matérialisée, avant impôts, sur les contrats de commerce d'énergie comprise dans les produits de 2000 s'est élevée à 87 millions de dollars (11 millions de dollars en 1999).

La juste valeur des contrats de commerce d'énergie aux 31 décembre 2000 et 1999 est présentée dans le tableau ci-dessous.

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000	1999
<b>Actif</b>		
Gaz naturel	2 107	216
Électricité	748	-
<b>Passif</b>		
Gaz naturel	2 238	223
Électricité	711	-

Pour ce qui est du gaz naturel, les volumes de référence sont de 409 milliards de pieds cubes (366 milliards de pieds cubes en 1999) dans le cas des contrats à terme normalisés, de 1 467 milliards de pieds cubes (2 296 milliards de pieds cubes en 1999) dans celui des swaps et de 1 972 milliards de pieds cubes (434 milliards de pieds cubes en 1999) dans celui des options. Pour ce qui est des swaps d'électricité, ils sont de 2 795 gigawatts-heures (GWh) (néant GWh en 1999). Les volumes sont de 1 110 milliards de pieds cubes (1 417 milliards de pieds cubes en 1999) dans le cas des contrats à terme de gaz naturel et de 105 800 GWh (néant GWh en 1999) dans celui des contrats à terme d'électricité.

## COUVERTURES DES OPÉRATIONS LIBELLÉES EN DOLLARS US

La Société achète et vend des produits énergétiques de base 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 et des crédits croisés 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 LIÉS AUX ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES AU CANADA

La Société a recours à des instruments dérivés pour gérer le risque de change lié à la dette libellée en dollars US du réseau de l'Alberta ainsi qu'aux charges libellées en dollars US, et pour gérer le risque de taux d'intérêt auquel le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada sont exposés. Certains des gains et pertes matérialisés découlant de ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, selon des modalités établies à l'avance.

<i>Actif (passif) 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000		1999	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Risque de change</b>				
Crédits croisés	65	65	44	44
<b>Risque de taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	2	12	8	(8)
En dollars US	(1)	(3)	(1)	(10)

Les montants en principal des crédits croisés étaient de 425 millions de dollars US (425 millions de dollars US en 1999). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 780 millions de dollars (896 millions de dollars en 1999) et de 125 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 1999).

## ACTIVITÉS DE COUVERTURE DES COENTREPRISES

Certaines coentreprises dont la Société fait partie ont recours à des instruments dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. La quote-part de la Société, pour ce qui est du risque de crédit lié aux instruments dérivés des coentreprises, s'établissait à 26 millions de dollars au 31 décembre 2000.

## AUTRES JUSTES VALEURS

<i>31 décembre (en millions de dollars)</i>	2000		1999	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Dette à long terme</b>				
Réseau de l'Alberta	3 228	3 616	3 488	3 675
Réseau principal au Canada	5 823	6 445	5 933	6 283
Autres	1 993	2 035	3 191	2 967
<b>Dette sans recours des coentreprises</b>	<b>1 325</b>	<b>1 349</b>	<b>1 336</b>	<b>1 354</b>
<b>Débitures subordonnées de rang inférieur</b>	<b>265</b>	<b>266</b>	<b>253</b>	<b>228</b>

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

## NOTE 13

**Impôts sur les bénéfices**

La Société a changé de méthode de comptabilisation des impôts sur les bénéfices, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2000.

**PROVISION POUR IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
<b>Exigibles</b>			
Canada	177	172	214
Pays étrangers	32	114	27
	<b>209</b>	<b>286</b>	<b>241</b>
<b>Futurs</b>			
Canada	16	(104)	(77)
Pays étrangers	33	(9)	15
	<b>49</b>	<b>(113)</b>	<b>(62)</b>
	<b>258</b>	<b>173</b>	<b>179</b>

**RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DU BÉNÉFICE**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
Canada	657	451	474
Pays étrangers	191	264	168
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	<b>848</b>	<b>715</b>	<b>642</b>

**RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE FISCALE**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	848	715	642
Bénéfice découlant des activités réglementées non assujetti à l'impôt dans l'exercice à l'étude	(245)	(336)	(353)
	<b>603</b>	<b>379</b>	<b>289</b>
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	<b>44,6 %</b>	<b>44,6 %</b>	<b>44,6 %</b>
Charge fiscale prévue	269	169	129
Charges non déductibles	3	15	26
Écart net entre le taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi et les taux des autorités fiscales étrangères	(7)	(33)	(20)
Impôt des grandes sociétés	32	32	33
Variation de la provision pour moins-value	(8)	–	–
Rajustement des actifs et passifs d'impôts futurs pour tenir compte des modifications aux lois fiscales et aux taux d'imposition en vigueur	(28)	–	–
Autres	(3)	(10)	11
Charge fiscale réelle	<b>258</b>	<b>173</b>	<b>179</b>

ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS FUTURS

31 décembre 2000 (en millions de dollars)

Perte d'exploitation et perte en capital reportées prospectivement, montant net	276
Charges reportées	100
Produits reportés	56
Crédits d'impôt minimum de remplacement	40
Autres	47
	519
Moins : Provision pour moins-value	25
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	494
	239
Amortissement fiscal accéléré des immobilisations corporelles	239
Placements dans des filiales et sociétés en commandite	49
Autres	14
Passifs d'impôts futurs	302
Montant net des actifs d'impôts futurs	192

La Société a reçu de l'ONE et de la CESPAs des directives selon lesquelles elle doit appliquer la méthode de l'impôt exigible pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des réseaux de transport de gaz naturel au Canada. Si ces organismes de réglementation avaient prescrit l'emploi de la méthode du report d'impôts variable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 722 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2000 et recouverts par le biais des droits.

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La Société n'a pas constitué de provision au titre des impôts sur les bénéfices se rapportant aux 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 41 millions de dollars au 31 décembre 2000 (33 millions de dollars en 1999; 60 millions de dollars en 1998).

VERSEMENTS D'IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Au cours des exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998, des montants de 257 millions de dollars, de 196 millions de dollars et de 332 millions de dollars, respectivement, ont été versés au titre des impôts sur les bénéfices.

NOTE 14

**Billets à payer**

	2000		1999	
	Encours au 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
<b>Effets de commerce</b>				
En dollars CA	35	5,9 %	138	4,9 %
En dollars US	114	6,0 %	14	5,0 %
<b>Billets à payer des coentreprises</b>				
En dollars CA	51	6,4 %	60	6,5 %
En dollars US	-	-	2	6,8 %
	200		214	

Au 31 décembre 2000, la Société disposait de lignes de crédit inutilisées de 2,1 milliards de dollars qui servent au soutien de son programme d'effets de commerce et qui sont disponibles pour garantir les achats de produits énergétiques de la Société et répondre à ses besoins généraux. L'intérêt sur les sommes prélevées serait imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres conditions 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 2000 se sont élevés à environ 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 1999).

## NOTE 15

**Avantages sociaux futurs**

La Société a changé de méthode de comptabilisation des avantages sociaux futurs, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2000.

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées qui couvrent la presque totalité des salariés. 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 sont fonction du salaire admissible des participants. La Société procure à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations spéciales de cessation d'emploi ainsi que, en matière d'assurance-vie et de soins médicaux, des prestations déterminées qui suppléent à celles des régimes publics.

La charge totale au titre du régime à cotisations déterminées assumée par la Société s'est élevée à 8 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000.

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

<i>Exercice terminé le 31 décembre 2000 (en millions de dollars)</i>	<b>Régimes de retraite</b>	<b>Autre régime d'avantages sociaux</b>
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations</b>		
Obligation au titre des prestations constituées – au début de l'exercice	626	48
Coût des prestations pour les services rendus au cours de l'exercice	15	2
Intérêts débiteurs	44	3
Cotisations des employés	1	–
Prestations versées	(55)	(3)
Perte actuarielle	52	6
Transferts au régime à cotisations déterminées	(35)	–
Restructuration interne donnant lieu aux compressions	(4)	(1)
Obligation au titre des prestations constituées – à la fin de l'exercice	644	55
<b>Variation des actifs des régimes</b>		
Actifs des régimes à leur juste valeur – au début de l'exercice	652	–
Rendement réel des actifs des régimes	34	–
Cotisations de l'employeur	23	3
Cotisations des employés	1	–
Prestations versées	(55)	(3)
Transfert au régime à cotisations déterminées	(43)	–
Actifs des régimes à leur juste valeur – à la fin de l'exercice	612	–
État de capitalisation – déficit des régimes	(32)	(55)
Perte actuarielle nette non amortie	65	6
Obligation transitoire non comptabilisée liée à l'entreprise réglementée	–	31
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant dollars	33	(18)

*31 décembre 1999 (en millions de dollars)*

Actif disponible à la valeur marchande moyenne	644
Valeur actualisée de l'obligation cumulée au titre des prestations constituées	574
Excédent comptable	70

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

<i>31 décembre 2000</i>	Régimes de retraite	Autre régime d'avantages sociaux
Taux d'actualisation	6,80 %	6,90 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	7,24 %	–
Taux de croissance de la rémunération	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 8,8 pour cent pour 2001. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,0 pour cent pour 2005 et demeurer à ce niveau par la suite.

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

<i>Exercice terminé le 31 décembre 2000 (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite	Autre régime d'avantages sociaux <sup>1)</sup>
Coût des prestations pour les services rendus au cours de l'exercice	15	2
Intérêts débiteurs	44	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(45)	–
Amortissement de l'obligation transitoire non comptabilisée liée à l'entreprise réglementée	–	2
Restructuration interne donnant lieu aux compressions	(5)	–
	9	7
Charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux – activités abandonnées	(1)	–
Charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux – activités poursuivies	8	7

**CHARGE DE RETRAITE <sup>2)</sup>**

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i>	1999	1998
Activités poursuivies	12	14
Activités abandonnées	2	5
	14	19

1) Les indemnités de cessation d'emploi liées à la restructuration sont incluses dans les charges de restructuration et autres charges (voir la note 18).

2) La charge de retraite pour les exercices terminés les 31 décembre 1999 et 1998 comprend la charge liée tant aux régimes à prestations déterminées de la Société qu'à ses régimes à cotisations déterminées. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2000, le coût des avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite était passé en charges à mesure que les frais étaient payés.

NOTE 16

**Fonds de roulement d'exploitation**

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i>	2000	1999	1998
(Augmentation) diminution des débiteurs	(888)	76	(48)
Diminution (augmentation) des stocks	47	(104)	(22)
(Augmentation) diminution des autres éléments d'actif à court terme	(6)	9	2
Augmentation des créditeurs	1 058	143	215
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(5)	9	43
	206	133	190

## NOTE 17

**Engagements et éventualités**

La Société et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités commerciales courantes. La direction considère que le total du passif pouvant découler, le cas échéant, de ces procédures et poursuites n'aura pas de conséquences importantes sur la Société et ses filiales.

## NOTE 18

**Charges de restructuration et autres charges**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
<b>Restructuration</b>			
Cessations d'emploi	<b>5</b>	51	28
Opérations immobilières	–	17	34
	<b>5</b>	68	62
Provision pour cessations d'emploi supplémentaires attribuables au plan de fusion	–	47	–
	<b>5</b>	115	62
<b>Autres</b>			
Pertes de valeur d'éléments d'actif	–	13	109
Frais de sortie d'une entreprise et autres	<b>(5)</b>	42	36
	<b>(5)</b>	55	145
	–	170	207

En 1999, TransCanada a inscrit des charges de restructuration et autres charges d'un montant de 170 millions de dollars, y compris 123 millions de dollars à la suite de l'adoption de sa stratégie (plan stratégique de 1999), qui consiste à poursuivre un ensemble d'occasions de croissance en se concentrant davantage sur ses activités essentielles et à rehausser sa rentabilité.

En 1998, la Société a inscrit des charges de restructuration et autres charges d'un montant de 207 millions de dollars se rapportant au regroupement de ses entreprises avec celles de NOVA Corporation (plan de fusion).

<i>(nombre d'employés)</i>	Plan stratégique 1999	Plan de fusion	Total
Cessations d'emploi initiales	367	600	967
Cessations d'emploi supplémentaires attribuables au plan de fusion	–	364	364
	367	964	1 331
Cessations d'emploi effectuées			
1998	–	(274)	(274)
1999	(65)	(608)	(673)
<b>2000</b>	<b>(124)</b>	<b>(82)</b>	<b>(206)</b>
Reste des cessations d'emploi à venir en 2001	178	–	178

**CHARGES DE RESTRUCTURATION**

Le plan stratégique de 1999 comprend des frais de 51 millions de dollars pour la cessation d'emploi de 367 employés, dont 61 cadres et 306 membres du personnel d'exécution. En 1999, la Société a également comptabilisé un montant de 47 millions de dollars, déduction faite des recouvrements au titre d'activités réglementées, relativement aux cessations d'emploi supplémentaires attribuables au plan de fusion.

En 1999, d'autres charges de restructuration d'un montant de 17 millions de dollars (34 millions de dollars en 1998) ont été inscrites en rapport avec certains coûts immobiliers, y compris les frais afférents à des bureaux devenus vacants par suite du départ d'employés.

## PASSIF RESTANT – RESTRUCTURATION

	Plan stratégique 1999	Plan de fusion	Total
<i>31 décembre 2000 (en millions de dollars)</i>			
Cessations d'emploi	35	26	61
Opérations immobilières	12	2	14
	<b>47</b>	<b>28</b>	<b>75</b>
<i>31 décembre 1999 (en millions de dollars)</i>			
Cessations d'emploi	47	56	103
Opérations immobilières	12	5	17
	<b>59</b>	<b>61</b>	<b>120</b>

Des charges de restructuration d'un montant de 12 millions de dollars se rapportant au plan stratégique de 1999 ont été payées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000 (4 millions de dollars en 1999). Des charges de restructuration d'un montant de 38 millions de dollars, déduction faite des recouvrements au titre d'activités réglementées, se rapportant au plan de fusion ont été payées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000 (29 millions de dollars en 1999; 10 millions de dollars en 1998).

Les provisions pour restructuration ont été déterminées en fonction d'estimations établies au moment où les plans ont été approuvés par la direction et le conseil d'administration. Les provisions restantes sont considérées comme suffisantes pour respecter les engagements de restructuration pris par la Société.

## AUTRES CHARGES

En 1999, la Société a inscrit pour 13 millions de dollars en pertes de valeur d'éléments d'actif (109 millions de dollars en 1998). Le montant des pertes de valeur d'éléments d'actif a été déterminé par comparaison de la valeur comptable nette des éléments d'actif et des flux de trésorerie non actualisés futurs liés aux éléments d'actif visés ainsi que d'évaluations du marché. Le poste Autres comprenait des charges liées à la restructuration de l'accord sur les rentrées nettes et les frais de sortie liés à la vente d'une filiale de commercialisation du gaz.

## NOTE 19

**Activités abandonnées**

En avril 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (le plan d'avril) visant à aliéner ANGUS Chemical Company, entreprise de produits chimiques spéciaux qui fabriquait et commercialisait des nitroparaffines et des produits dérivés; l'entreprise d'activités intermédiaires de TransCanada aux États-Unis, qui détenait des participations dans des usines de séparation de liquides du gaz naturel et les exploitait; de même que les entreprises de commercialisation de produits raffinés et de liquides du gaz naturel aux États-Unis. En 1999, la Société a inscrit un gain net de 20 millions de dollars, après impôts, au titre de ces activités abandonnées. La Société a essentiellement conclu les aliénations prévues au plan d'avril en 1999.

En décembre 1999, le conseil d'administration a approuvé un autre plan (le plan de décembre) visant l'aliénation de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de son placement dans le réseau d'oléoducs Express, de l'entreprise d'activités intermédiaires au Canada, de Cancarb Limited et de l'entreprise de commercialisation du pétrole et de produits pétroliers. L'entreprise d'activités internationales possédait des placements dans des projets énergétiques à l'extérieur du Canada et des États-Unis. Le réseau d'oléoducs Express transportait et commercialisait du pétrole brut de l'Alberta aux États-Unis. L'entreprise d'activités intermédiaires au Canada comprenait différentes participations dans des usines de collecte et de traitement, des usines d'extraction de liquides de gaz naturel et une installation de fractionnement dans l'Ouest canadien. Cancarb Limited fabriquait du noir de carbone thermique. L'entreprise de commercialisation de pétrole et de produits pétroliers achetait et vendait du pétrole brut, des produits raffinés et des liquides de gaz naturel en vertu de contrats à court terme avec des producteurs, des clients et des entreprises de commercialisation du Canada et des États-Unis.

En 1999, la Société a comptabilisé une perte nette de 439 millions de dollars, après impôts, en rapport avec le plan de décembre. Cette perte était fondée sur les estimations les plus probables de la direction. Le plan d'aliénation a été essentiellement achevé en 2000 et, à la lumière des résultats réels et des estimations révisées, un ajustement positif de 200 millions de dollars, après impôts, a été inscrit. Cet ajustement est principalement attribuable à l'excédent des produits réalisés par rapport aux estimations initiales de la Société. D'autres ajustements du montant estimatif de la perte nette provenant des aliénations seront constatés en tant que gain ou perte découlant des activités abandonnées au cours des exercices durant lesquels ces changements auront été déterminés.

Le bénéfice net matérialisé découlant des activités abandonnées s'est élevé à 70 millions de dollars en 2000, comparativement au montant estimatif initial de 54 millions de dollars. Le produit réalisé à l'aliénation des actifs liés aux activités abandonnées s'est établi à 2,1 milliards de dollars en 2000, comparativement au montant estimatif initial de 1,9 milliard de dollars. En janvier 2001, un produit supplémentaire de 435 millions de dollars US a été encaissé à la conclusion d'une des ventes; le produit estimatif initial était de 358 millions de dollars US.

#### PRODUITS ET BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) DÉCOULANT DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

*Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)*

	2000	1999	1998
<b>Produits découlant des activités abandonnées</b>			
Plan d'avril	119	2 786	2 911
Plan de décembre	2 867	3 721	3 346
	<b>2 986</b>	<b>6 507</b>	<b>6 257</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées <sup>1)</sup></b>			
Plan d'avril	–	(7)	(35)
Plan de décembre	–	40	26
Pertes de valeur d'éléments d'actif <sup>2)</sup>	–	(285)	(91)
	–	(252)	(100)
Impôts sur les bénéfices	–	147	63
Résultats d'exploitation avant l'approbation des plans	–	(105)	(37)
Gain net (perte nette) découlant des activités abandonnées			
Plan d'avril <sup>1)</sup>	–	(19)	–
Impôts sur les bénéfices	–	39	–
	–	20	–
Plan de décembre <sup>1)</sup>	295	(442)	–
Impôts sur les bénéfices	(95)	3	–
	200	(439)	–
Scission de l'entreprise de produits chimiques de base	–	–	6
	200	(524)	(31)

1) La perte nette à l'aliénation inscrite en 1999 comprend les pertes et gains réels et estimatifs sur les ventes, les résultats des activités abandonnées réalisés 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. Le gain net inscrit en 2000 représente un ajustement apporté à la provision de 1999 par suite de la réalisation d'opérations et de la révision d'estimations.

2) Ces montants reflètent la perte de valeur de certains éléments d'actif intermédiaires de la Société. Les pertes de valeur d'éléments d'actif ont été déterminées par comparaison du montant net des flux de trésorerie non actualisés futurs estimatifs et de la valeur comptable nette des actifs visés.

Au 31 décembre 2000, les entreprises abandonnées restantes étaient principalement constituées de certaines participations de la Société à l'étranger. La direction continue de tenter d'aliéner ces actifs restants.

## INFORMATION FINANCIÈRE COMPLÉMENTAIRE

*31 décembre (en millions de dollars)*

	2000	1999
Actif à court terme	154	873
Placements à long terme	731	1 274
Immobilisations corporelles	372	2 027
Autres éléments d'actif à long terme	80	230
	<b>1 337</b>	<b>4 404</b>
Passif à court terme	98	579
Dette à long terme et dette sans recours	213	662
Autres éléments de passif à long terme	75	126
	<b>386</b>	<b>1 367</b>
Actif net lié aux activités abandonnées	<b>951</b>	<b>3 037</b>

## PROVISION POUR PERTE DÉCOULANT DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

*(en millions de dollars)*

Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2000	464
Ajustement apporté à la provision initiale	(200)
Résultats et perte nette à la vente d'activités abandonnées en 2000	(98)
Incidence des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition	(38)
Solde au 31 décembre 2000	128

## NOTE 20

**Regroupement de TransCanada et NOVA**

Avec prise d'effet le 2 juillet 1998, TransCanada et NOVA Corporation (NOVA) ont regroupé leurs entreprises. Les entreprises de NOVA comprenaient la collecte, le traitement, le transport et la commercialisation de gaz naturel et de liquides de gaz naturel ainsi que la production et la commercialisation de produits chimiques de base. Aux termes d'un plan d'arrangement (« l'arrangement »), les deux sociétés ont fusionné et, par la suite, il y eut une scission en vertu de laquelle l'entreprise de produits chimiques de base exploitée par NOVA est devenue une société ouverte distincte. En raison de la nature du regroupement, ni l'une ni l'autre des sociétés en cause n'a pu être identifiée comme étant l'acquéreur. Le regroupement a été comptabilisé suivant la méthode de la fusion d'intérêts communs. Les honoraires de tiers, les coûts et les charges à l'égard du regroupement d'entreprises se sont élevés à environ 182 millions de dollars, après les impôts sur les bénéfices. Ces frais d'opération ont été imputés aux bénéfices non répartis en 1998.

L'entreprise de produits chimiques de base qui fait l'objet de la scission du 2 juillet 1998, aux termes de l'arrangement, a été comptabilisée en tant qu'activité abandonnée. Pour la comptabilisation de la scission de l'entreprise de produits chimiques de base, la valeur comptable de ses éléments d'actif et de passif a été sortie des états financiers consolidés de la Société en date du 2 juillet 1998. En 1998, les bénéfices non répartis consolidés et le redressement au titre du change ont été réduits de 1 708 millions de dollars et de 51 millions de dollars, respectivement.

## NOTE 21

**Différences importantes entre les PCGR canadiens et américains**

## RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET

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

	2000	1999	1998
Bénéfice net découlant des activités poursuivies, tel que déclaré selon les PCGR canadiens	590	542	463
Redressements pour tenir compte des PCGR américains			
Charges liées aux titres privilégiés <sup>1)</sup>	(78)	(82)	(40)
Incidence fiscale des charges liées aux titres privilégiés	34	36	19
Impôts sur les bénéfices <sup>2)</sup>	–	(15)	–
Recouvrements d'impôts découlant de taux d'imposition pratiquement en vigueur <sup>3)</sup>	(28)	–	–
Gain au remboursement anticipé de dette à long terme <sup>4)</sup>	(15)	–	–
Incidence fiscale du gain au remboursement anticipé de dette à long terme	2	–	–
Frais d'opération du regroupement d'entreprises <sup>5)</sup>	–	–	(182)
Bénéfice découlant des activités poursuivies, selon les PCGR américains	505	481	260
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, selon les PCGR américains <sup>6)</sup>	200	(476)	(143)
Bénéfice avant élément extraordinaire, selon les PCGR américains	705	5	117
Élément extraordinaire :			
Gain au remboursement anticipé de dette à long terme, déduction faite de l'impôt	13	–	–
Bénéfice net, selon les PCGR américains	718	5	117
Bénéfice net (perte nette) par action, premier et dilué, selon les PCGR américains			
Activités poursuivies	0,99 \$	0,91 \$	0,45 \$
Activités abandonnées	0,42	(1,01)	(0,31)
Élément extraordinaire	0,03	–	–
	1,44 \$	(0,10) \$	0,14 \$

- 1) En vertu des PCGR américains, les charges financières liées aux titres privilégiés sont constatées à titre de dépense plutôt que de dividendes.
- 2) En vertu des PCGR américains, les impôts reportés sont calculés selon la méthode du report variable et la charge fiscale reportée est calculée comme étant l'évolution nette des impôts reportés débiteurs ou créditeurs de l'exercice. Avant 2000, la méthode du report d'impôts fixe était utilisée aux termes des PCGR canadiens.
- 3) En vertu des PCGR américains, seuls les taux en vigueur peuvent être utilisés pour évaluer les impôts reportés débiteurs ou créditeurs; l'application de taux qui ne sont que pratiquement en vigueur n'est pas autorisée. Les budgets de février 2000 et d'octobre 2000 du gouvernement fédéral ne seraient pas considérés comme adoptés tant que les propositions budgétaires n'auraient pas entièrement force de loi; en conséquence, les recouvrements fiscaux pertinents ne seraient pas constatés.
- 4) En vertu des PCGR américains, un gain au remboursement anticipé de dette à long terme est constaté à titre d'élément extraordinaire et non porté au crédit du bénéfice d'exploitation ordinaire.
- 5) En vertu des PCGR américains, les frais d'opération liés au regroupement de TransCanada et NOVA sont constatés à titre de dépense plutôt que portés au débit des bénéfices non répartis.
- 6) Bénéfice net (perte nette) découlant du rapprochement des activités abandonnées.

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, selon les PCGR canadiens			
Redressements pour tenir compte des PCGR américains	<b>200</b>	(524)	(31)
Pertes de valeur d'éléments d'actif <sup>a)</sup>	–	(97)	(50)
Provision pour perte à l'aliénation <sup>b)</sup>	–	147	–
Impôts sur les bénéfices	–	(2)	(11)
Entreprise de produits chimiques de base <sup>c)</sup>	–	–	(51)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, selon les PCGR américains	<b>200</b>	(476)	(143)

- a) En vertu des PCGR américains, le montant d'une perte de valeur est déterminé par comparaison de la valeur comptable nette de l'élément d'actif et du montant net des flux de trésorerie futurs actualisés devant en découler. En vertu des PCGR canadiens, la valeur comptable nette est comparée au montant net des flux de trésorerie non actualisés.
- b) En vertu des PCGR américains, la provision pour perte à l'aliénation est réduite d'un montant égal à la différence entre les valeurs comptables des éléments d'actif évaluées en vertu des PCGR canadiens et des PCGR américains.
- c) Les différences se rapportent surtout aux pertes de change subies par l'entreprise de produits chimiques de base de NOVA, laquelle a fait l'objet d'une scission avec prise d'effet le 2 juillet 1998.

ÉTATS ABRÉGÉS DES RÉSULTATS <sup>7)</sup>

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
Produits	<b>20 799</b>	11 475	10 478
Coût des ventes	<b>17 317</b>	7 890	7 002
Autres charges	<b>1 417</b>	1 517	1 504
Amortissement	<b>610</b>	552	498
Restructuration et autres charges	–	170	207
Frais d'opération du regroupement d'entreprises	–	–	182
	<b>19 344</b>	10 129	9 393
Bénéfice d'exploitation	<b>1 455</b>	1 346	1 085
Autres (produits) charges			
Bénéfice tiré des participations	<b>(236)</b>	(240)	(234)
Autres charges	<b>936</b>	961	906
Impôts sur les bénéfices	<b>250</b>	144	153
	<b>950</b>	865	825
Bénéfice découlant des activités poursuivies, selon les PCGR américains	<b>505</b>	481	260
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, selon les PCGR américains	<b>200</b>	(476)	(143)
Bénéfice avant élément extraordinaire, selon les PCGR américains	<b>705</b>	5	117
Élément extraordinaire :			
Gain au remboursement anticipé de dette à long terme, déduction faite de l'impôt	<b>13</b>	–	–
Bénéfice net selon les PCGR américains	<b>718</b>	5	117

## RÉSULTAT GLOBAL SELON LES PCGR AMÉRICAINS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
Bénéfice net selon les PCGR américains	<b>718</b>	<b>5</b>	<b>117</b>
Redressements influant sur le résultat global en vertu des PCGR américains			
Redressement lié à la conversion des comptes exprimés en monnaie étrangère	<b>(5)</b>	<b>3</b>	<b>(18)</b>
Redressements liés au regroupement de TransCanada et NOVA	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(51)</b>
Résultat global selon les PCGR américains	<b>713</b>	<b>8</b>	<b>48</b>

BILANS ABRÉGÉS <sup>7)</sup>

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2000</b>	<b>1999</b>
Actif à court terme	<b>5 081</b>	<b>1 900</b>
Actif à court terme lié aux activités abandonnées	<b>153</b>	<b>795</b>
Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie	<b>521</b>	<b>63</b>
Placements à long terme	<b>1 284</b>	<b>1 796</b>
Immobilisations corporelles	<b>15 212</b>	<b>15 034</b>
Actif réglementaire <sup>8)</sup>	<b>3 670</b>	<b>3 508</b>
Autres éléments d'actif	<b>455</b>	<b>202</b>
Actif à long terme lié aux activités abandonnées	<b>805</b>	<b>2 926</b>
	<b>27 181</b>	<b>26 224</b>
Passif à court terme	<b>5 885</b>	<b>2 663</b>
Provision pour perte découlant des activités abandonnées	<b>76</b>	<b>376</b>
Passif à court terme lié aux activités abandonnées	<b>94</b>	<b>475</b>
Pertes non matérialisées sur contrats de commerce d'énergie	<b>608</b>	<b>66</b>
Montants reportés	<b>344</b>	<b>379</b>
Dette à long terme	<b>9 928</b>	<b>11 588</b>
Impôts reportés <sup>8)</sup>	<b>3 409</b>	<b>3 305</b>
Titres privilégiés <sup>9)</sup>	<b>994</b>	<b>983</b>
Titres privilégiés émis par la fiducie	<b>218</b>	<b>218</b>
Passif à long terme lié aux activités abandonnées	<b>72</b>	<b>314</b>
Part des actionnaires sans contrôle	<b>2</b>	<b>243</b>
Avoir des actionnaires	<b>5 551</b>	<b>5 614</b>
	<b>27 181</b>	<b>26 224</b>

7) Selon les PCGR américains, les états abrégés des résultats 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 redressements nécessaires pour tenir compte des PCGR américains, la comptabilisation de ces participations selon la méthode de la consolidation proportionnelle, conformément aux exigences des PCGR canadiens, aboutit aux mêmes montants en ce qui concerne le bénéfice net et l'avoir des actionnaires.

8) En vertu des PCGR américains, des impôts reportés créditeurs doivent être constatés dans le cas du coût des services d'utilité publique réglementés. Comme ces impôts reportés peuvent être recouverts à même les produits futurs, un actif réglementaire correspondant est inscrit aux fins des PCGR américains.

9) En vertu des PCGR américains, les titres privilégiés sont classés comme des éléments de passif. Leur juste valeur au 31 décembre 2000 était de 974 millions de dollars (828 millions de dollars en 1999).

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les incidences fiscales des différences entre la valeur des éléments d'actif et de passif, aux fins comptables et fiscales, s'établissent comme suit :

31 décembre (en millions de dollars)	2000	1999
<b>Impôts reportés créditeurs</b>		
Amortissement fiscal accéléré des installations de production	2 027	1 910
Impôts sur les besoins futurs en produits d'exploitation	1 610	1 524
Bénéfices non répartis des filiales et coentreprises	250	114
Autres	38	24
	<b>3 925</b>	<b>3 572</b>
<b>Impôts reportés débiteurs</b>		
Perte d'exploitation et perte en capital reportées prospectivement, montant net	292	186
Montants reportés	155	77
Autres	94	20
	<b>541</b>	<b>283</b>
Moins : Provision pour moins-value	25	16
	<b>516</b>	<b>267</b>
<b>Impôts reportés créditeurs, montant net</b>	<b>3 409</b>	<b>3 305</b>

## RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONNAIRES

La Société a recours aux règles d'évaluation énoncées dans l'Opinion No. 25 de l'APB pour la comptabilisation des options d'achat d'actions octroyées aux employés. L'utilisation de la méthode de la juste valeur, en application du SFAS No. 123, *Accounting for Stock-Based Compensation*, se serait traduite par un bénéfice net (une perte nette) de 714 millions de dollars en 2000 [(13) millions de dollars en 1999; 109 millions de dollars en 1998] et par un bénéfice net (une perte nette) par action de 1,43 \$ en 2000 [(0,14) \$ en 1999; 0,13 \$ en 1998].

## DIVERS

Le Financial Accounting Standards Board a publié une nouvelle norme, Statement of Financial Accounting Standards No. 133 (« SFAS No. 133 »), *Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities*, qui entrera en vigueur pour la Société le 1<sup>er</sup> janvier 2001. Le SFAS No. 133 ne devrait pas entraîner des conséquences importantes sur les états financiers dressés en fonction des PCGR américains.

**RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES****Données financières trimestrielles consolidées choisies**

Le tableau suivant fournit des données financières trimestrielles choisies pour les quatre trimestres de 2000 et 1999. Les montants sont indiqués en millions de dollars, sauf les montants par action.

<i>Trimestres clos les (non vérifié)</i>	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre
<b>2000</b>				
Produits	3 618	4 295	5 050	8 193
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires – activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	155	132	156	162
Bénéfice net par action – activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	0,33 \$	0,28 \$	0,33 \$	0,34 \$
<b>1999</b>				
Produits	2 567	2 666	3 124	3 499
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires – activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	139	130	133	103
Bénéfice net par action – activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	0,30 \$	0,28 \$	0,28 \$	0,22 \$

**Ratio consolidé des bénéfices aux charges fixes**

Le tableau suivant montre le ratio consolidé des bénéfices aux charges fixes de la Société, pour les exercices indiqués :

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i>	2000	1999	1998	1997	1996
Ratio des bénéfices aux charges fixes <sup>1)</sup>	1,8	1,6	1,6	1,8	1,9

<sup>1)</sup> 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 tableau suivant montre le ratio consolidé des bénéfices aux charges fixes de la Société pour les exercices indiqués, calculés selon la méthode décrite en 1) ci-dessus, mais au moyen des données similaires établies conformément aux PCGR américains.

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i>	2000	1999	1998	1997	1996
Ratio des bénéfices aux charges fixes	1,7	1,5	1,3	1,8	1,9

Les différences sont décrites à la note 21 aux états financiers consolidés, « Différences importantes entre les PCGR canadiens et américains ».

## APERÇU RÉCAPITULATIF DES FINANCES AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

*(en millions de dollars, sauf indication contraire)*

	2000	1999	1998	1997	1996
<b>Résultats d'exploitation</b>					
Produits	21 156	11 856	10 960	9 880	8 197
Bénéfice net (perte nette)					
Activités poursuivies,					
avant éléments exceptionnels	684	603	629	648	597
Activités poursuivies,					
après éléments exceptionnels	590	542	463	550	597
Activités abandonnées	200	(524)	(31)	198	259
<b>Actif</b>					
Immobilisations corporelles					
Réseau de l'Alberta	5 180	5 283	5 210	4 997	4 795
Réseau principal au Canada	9 202	9 386	9 053	8 058	7 233
Gazoducs nord-américains et					
autres éléments de transport	2 418	2 485	3 228	2 518	2 407
Autres	873	584	561	462	430
Total de l'actif					
Activités poursuivies	24 211	20 565	20 217	18 162	16 590
Activités abandonnées	1 337	4 404	5 115	5 132	4 237
<b>Structure du capital</b>					
Dette à long terme	9 928	11 591	11 333	9 083	7 883
Dette sans recours des coentreprises	1 296	1 272	1 666	1 203	1 200
Débitures subordonnées de rang inférieur	243	241	239	224	223
Titres privilégiés	969	960	978	280	261
Actions privilégiées	389	717	908	713	513
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	5 230	4 935	5 349	7 285	7 094
<b>Données sur les flux de trésorerie</b>					
Fonds provenant des activités poursuivies	1 226	1 033	1 100	1 229	973
Dépenses en immobilisations					
Activités poursuivies	518	1 323	2 445	1 648	958
Activités abandonnées	294	501	1 208	1 108	1 122
<b>Données sur les actions</b>					
Bénéfice net (perte nette) par action					
Activités poursuivies, avant					
éléments exceptionnels	1,28 \$	1,08 \$	1,21 \$	1,30 \$	1,22 \$
Activités poursuivies, après					
éléments exceptionnels	1,08 \$	0,95 \$	0,85 \$	1,08 \$	1,22 \$
Activités abandonnées	0,42 \$	(1,12) \$	(0,07) \$	0,43 \$	0,57 \$
Fonds provenant des activités					
poursuivies, par action	2,58 \$	2,20 \$	2,39 \$	2,69 \$	2,14 \$
<b>Actionnaires ordinaires inscrits,</b>					
<b>  au 31 décembre</b>	30 758	32 328	33 346	S/O	S/O
<b>Information conforme aux PCGR américains</b>					
Bénéfice net (perte nette)					
Activités poursuivies, avant					
éléments exceptionnels et					
élément extraordinaire	599	542	608	640	589
Activités poursuivies, avant					
élément extraordinaire	505	481	260	542	589
Activités abandonnées	200	(476)	(143)	53	251
Élément extraordinaire	13	-	-	-	-
Bénéfice net (perte nette) par action					
Activités poursuivies, avant					
éléments exceptionnels et					
élément extraordinaire	1,19 \$	1,04 \$	1,21 \$	1,30 \$	1,21 \$
Activités poursuivies, avant					
élément extraordinaire	0,99 \$	0,91 \$	0,45 \$	1,09 \$	1,21 \$
Activités abandonnées	0,42 \$	(1,01) \$	(0,31) \$	0,11 \$	0,55 \$
Élément extraordinaire	0,03 \$	-	-	-	-
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	5 162	4 897	5 277	7 100	7 068

## RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

### Bourses et symboles

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote des bourses de New York et de Toronto; leur symbole est TRP.

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

- Titres privilégiés émis par la fiducie 8,75 % (TOPrS<sup>SM\*</sup>) : TCL.Pr.
- Titres privilégiés d'origine canadienne 8,50 % (COPrS<sup>SM</sup>) : TRP.Pr.C
- 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; leur symbole est : 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.

### Dates importantes

Les dates de versements des dividendes sur actions ordinaires prévues pour 2001 sont les 31 janvier, 30 avril, 31 juillet et 31 octobre.

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

Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada permet aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées d'acheter des actions ordinaires supplémentaires en réinvestissant leurs dividendes en espèces sans payer de frais administratifs ni de courtage. Les participants peuvent verser des paiements au comptant facultatifs d'un maximum de 10 000 \$ (7 000 \$ US) par trimestre pour l'achat d'actions supplémentaires. Les versements au comptant facultatifs doivent être reçus par l'agent du régime, Société de fiducie Computershare du Canada, au plus tard à l'une des dates de 2001 qui ont été prévues pour la clôture des registres d'actions ordinaires, soit les 30 mars, 29 juin, 28 septembre et 31 décembre.

### 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. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2001, des modifications apportées aux règlements du U.S. Internal Revenue Service (IRS) obligent certaines sociétés étrangères qui versent des dividendes ou des intérêts à des personnes des États-Unis (y compris les étrangers qui y sont résidents) d'assujettir 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.

### Actions ordinaires

Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres : Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Winnipeg, Calgary et Vancouver) et Computershare Trust Company (New York).

\*SM Marques de service de Merrill Lynch & Co., Inc.

**Actions privilégiées**

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions privilégiées ci-dessous : Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Winnipeg, Calgary et Vancouver).

- Actions privilégiées de premier rang rachetables, à dividende cumulatif, série U et série Y

**Titres privilégiés**

Fiduciaire des titres privilégiés ci-dessous : The Bank of New York (New York).

- TOPrS<sup>SM</sup> 8,75 %  
(Les TOPrS<sup>SM</sup> sont des obligations de TransCanada Capital, fiducie commerciale non affiliée.)
- COPrS<sup>SM</sup> 8,50 %
- Titres privilégiés 8,25 %

**Obligations de première hypothèque sur le pipeline**

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres : 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).

**Débitures de TransCanada**

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, séries canadiennes ci-dessous : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver).

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

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, séries des États-Unis 9,875 %, 8,625 % et 8,50 % : Bank of New York (New York).

\*SM Marques de service de Merrill Lynch & Co., Inc.

**Débitures de NGTL**

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, séries canadiennes ci-dessous : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver).

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

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, débitures des États-Unis des séries 8,50 % et 7,875 %; et billets des États-Unis des séries 7,875 % et 8,50 % : U.S. Bank Trust National Association.

**Débitures subordonnées**

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, série des États-Unis 9,125 % : The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York.

**Billets à moyen terme de TransCanada au Canada et billets à moyen terme de NGTL au Canada**

Fiduciaire : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver).

**Billets à moyen terme de TransCanada aux États-Unis**

Fiduciaire : Bank of New York (New York) (billets non subordonnés).

**Billets à moyen terme de NGTL aux États-Unis**

Fiduciaire : U.S. Bank Trust National Association.

Le rapport de TransCanada sur la régie de la Société est inclus dans son avis de convocation à l'assemblée annuelle et extraordinaire des porteurs d'actions ordinaires de 2001 et avis de convocation à l'assemblée extraordinaire des porteurs d'actions privilégiées de premier rang de 2001 et circulaire d'information de la direction.

**RENDEMENT DES ACTIONS TRP**

**FOURCHETTE DES COURS DES ACTION ORDINAIRES**

<b>Bourse de Toronto</b>	<b>Haut</b>	<b>Bas</b>
Premier trimestre 2000	13,00 \$	9,80 \$
Deuxième trimestre 2000	12,20 \$	10,10 \$
Troisième trimestre 2000	14,65 \$	11,20 \$
Quatrième trimestre 2000	17,25 \$	13,10 \$
<b>Bourse de New York (en dollars US)</b>		
Premier trimestre 2000	8,88 \$	6,81 \$
Deuxième trimestre 2000	8,13 \$	6,75 \$
Troisième trimestre 2000	9,94 \$	7,56 \$
Quatrième trimestre 2000	11,50 \$	8,69 \$

**RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES**

Des renseignements sur les finances et d'autres aspects de l'exploitation de la Société, y compris les rapports trimestriels et les communiqués, sont disponibles sur notre site Internet (en anglais seulement) à l'adresse [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com)

**Notice annuelle**

On peut se procurer un exemplaire de la notice annuelle 2000 que TransCanada dépose auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada, ou du formulaire F-40 qu'elle dépose auprès de la U.S. Securities and Exchange Commission, en s'adressant au :

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

If you wish to obtain an English copy of this report, please make your request in writing to: TransCanada PipeLines Limited, Office of the Secretary.

**Mises à jour**

Si vous désirez recevoir des rapports trimestriels, mais n'êtes pas un actionnaire inscrit, prière de communiquer votre nom et votre adresse par courrier postal, téléphone ou courrier électronique à la Société de fiducie Computershare du Canada.

Pour communiquer un changement d'adresse, mettre fin à des envois multiples ou demander des renseignements au sujet de chèques, de certificats d'actions, de transferts de titres ou de mises à jour d'un compte du régime de réinvestissement des dividendes, prière de s'adresser à l'agent des transferts :

Computershare Trust Company of Canada  
Equity Transfer Services  
600, 530 – 8th Avenue S.W.  
Calgary (Alberta) Canada T2P 3S8  
Téléphone : (403) 267-6555 ou ligne sans frais : 1-888-267-6555  
Courriel : [careregistry@computershare.com](mailto:careregistry@computershare.com)

**Table de conversion des mesures**

Les facteurs ci-dessous ne sont qu'approximatifs. Pour convertir une mesure du SI au système impérial, multiplier par le facteur indiqué et pour convertir du système impérial au SI, diviser par le facteur indiqué.

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

\* Si la pression de base du gaz naturel est de 101,325 kilopascals et sa température de base de 15 degrés Celsius.

**Conseil d'administration**Douglas D. Baldwin, *ing.**Président et**chef de la direction**TransCanada PipeLines Limited**Calgary (Alberta)*

Ronald B. Coleman

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

Dominic D'Alessandro

*Président et**chef de la direction**La Compagnie d'Assurance-Vie**Manufacturers**Toronto (Ontario)*

Wendy Dobson

*Professeure**Rotman School of Management**et directrice, Institute for**International Business**University of Toronto**Toronto (Ontario)*

Richard F. Haskayne,

*O.C., FCA**Président du conseil**TransCanada PipeLines Limited**Calgary (Alberta)*

Kerry L. Hawkins

*Président**Cargill Limited**Winnipeg (Manitoba)*

L'honorable Donald S. Macdonald,

*C.p., C.C.**Conseiller principal**UBS Bunting Warburg Inc.**Toronto (Ontario)*

J.M. (Jack) MacLeod

*Administrateur de sociétés**Calgary (Alberta)*Harold P. Milavsky, *FCA\***Président du conseil**Quantico Capital Corp.**Calgary (Alberta)*

James R. Paul

*Président du conseil**James and Associates**Kingwood (Texas)*Harry G. Schaefer, *FCA**Président**Schaefer & Associates Ltd. et**vice-président du conseil**TransCanada PipeLines Limited**Calgary (Alberta)*

W. Thomas Stephens

*Administrateur de sociétés**Greenwood Village (Colorado)*Joseph D. Thompson, *ing.**Président du conseil**PCL Construction Group Inc.**Edmonton (Alberta)*

\* Ne se reporte pas candidat à l'élection des administrateurs.

**Dirigeants**

Douglas D. Baldwin

*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*

Harold N. Kvisle

*Vice-président directeur**Commerce et expansion des affaires*

Valentin (Val) Mirosh

*Vice-président directeur,**Stratégie de réglementation et**mise en valeur dans le Nord*

Sarah E. Raiss

*Vice-présidente directrice,**Ressources humaines et**relations avec le secteur public*

Ronald J. Turner

*Vice-président directeur,**Exploitation et ingénierie***Assemblée annuelle**

L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires est prévue pour le 27 avril 2001 et se tiendra à 10 h 30 au RoundUp Centre, à Calgary (Alberta).

*Conception graphique et production – Smith + Associates**Impression – Sundog Printing Limited*

Ce rapport annuel a été imprimé sur du papier recyclé. Prière de recycler.

**Performance :** Nous connaissons à fond nos compétences et nos talents, et nous avons cerné ceux dont nous avons besoin pour nous maintenir dans la voie du succès. Nos compétences résident dans l'exploitation de gazoducs et de centrales électriques, la gestion des finances, la commercialisation et le commerce de gaz naturel et d'électricité, la structuration d'ententes commerciales ainsi que la construction de gazoducs et de centrales électriques nécessitant des capitaux imposants. Nous améliorons nos habiletés et nos points forts dans la gestion des processus organisationnels pour devenir globalement plus efficaces et plus efficaces, et pour déterminer nos actions futures en fonction des clients et des marchés—*nous devenons plus performants*.

**Diligence :** TransCanada dispose d'un bassin de compétences et d'expérience de qualité enviable; même si nous avons pris des mesures au cours de l'exercice pour comprimer les effectifs de gestion, en termes de paliers comme de ressources—à commencer par l'équipe de direction—nous savons que nous avons besoin d'attirer et de retenir des personnes talentueuses formant une équipe dont la composition judicieuse permettra de mener à bien les plans de TransCanada. Nous continuerons de veiller au perfectionnement des compétences en leadership de nos équipes de gestion afin qu'elles fonctionnent de manière stratégique, proactive et adaptée aux nécessités d'un milieu de plus en plus concurrentiel—*nous devenons plus diligents*.

**Efficiace :** Nous devons être davantage capables d'assurer le meilleur rapport qualité/prix possible. Le coût du service est un critère d'importance critique pour nos clients. Nous le savons. Nous tentons de cerner les domaines dont nous pouvons améliorer la rentabilité, mais dans la mesure où nous pouvons fournir aux clients, au meilleur coût, les meilleurs produits et solutions auxquels ils s'attendent. C'est une question *d'efficacité* et *d'efficiace* : faire ce qu'il faut, le faire comme il faut.

**TRANSCANADA  
PIPELINES LIMITED**

TransCanada PipeLines Tower  
450 – 1st Street S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 5H1  
**(403) 920-2000**

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

Veuillez téléphoner à David Moneta directeur, Relations avec les investisseurs au 1-800-361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis).

Site Internet de TransCanada (en anglais seulement) : [www.TransCanada.com](http://www.TransCanada.com)

