

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DE 2002

RAPPORT DE LA DIRECTION

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

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

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

Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification et de gestion des risques composé d'administrateurs qui ne sont pas reliés à la Société et qui n'en sont pas des dirigeants. Au cours de l'exercice, le comité de vérification et de gestion des risques rencontre au moins quatre fois la direction ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante d'ordre comptable ou au sujet des contrôles internes et de la vérification. Ce comité examine les états financiers consolidés de la Société avec la direction et les vérificateurs externes avant que ces états ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les vérificateurs internes et externes ont entière liberté de communiquer avec le comité de vérification et de gestion des risques sans l'autorisation préalable de la direction.

En ce qui a trait aux vérificateurs externes, KPMG s.r.l., le comité de vérification et de gestion des risques approuve les modalités de leur mission et revoit le plan de vérification annuel, le rapport des vérificateurs et les résultats de la vérification. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'experts-comptables dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les vérificateurs indépendants, KPMG s.r.l., ont été nommés par les actionnaires afin qu'ils expriment leur opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport de KPMG s.r.l., qui est reproduit à la page 52, fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et chef de la direction,



Harold N. Kvisle

Le vice-président directeur et chef des finances,



Russell K. Girling

Le 25 février 2003

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

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

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

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

BILANS CONSOLIDÉS

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

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

Au nom du conseil d'administration :



Harold N. Kvisle
Administrateur



Harry G. Schaefer
Administrateur

ÉTATS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

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

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

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de TransCanada PipeLines Limited

Nous avons vérifié les bilans de TransCanada PipeLines Limited aux 31 décembre 2002 et 2001 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2002. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

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

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2002 et 2001, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2002 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG s.r.l.

Comptables agréés

Calgary, Canada

Le 25 février 2003

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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

TRANSPORT

L'entreprise de transport détient et exploite un réseau de transport de gaz naturel en Alberta (le réseau de l'Alberta), un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière est de l'Alberta jusqu'au Québec (le réseau principal au Canada) et un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière ouest de l'Alberta jusque dans le sud-est de la Colombie-Britannique (le réseau de la Colombie-Britannique). En outre, elle détient les participations que possède la Société dans d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis, et elle exerce des activités de recherche et d'aménagement de nouvelles installations de transport de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.

ÉLECTRICITÉ

L'entreprise d'électricité construit, détient et exploite des centrales électriques et commercialise l'électricité. Cette entreprise exerce ses activités au Canada et aux États-Unis.

NOTE 1 Conventions comptables

Les états financiers consolidés de la Société ont été dressés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR du Canada), lesquels, à certains égards, diffèrent des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis). La note 20 explique les principales différences. Les montants sont présentés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certains autres chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé.

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

Périmètre de consolidation Les états financiers englobent les comptes de TransCanada PipeLines Limited et ceux de ses filiales ainsi que sa quote-part des comptes de ses coentreprises. La Société suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser ses participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

Réglementation Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA), tandis que les activités du réseau principal au Canada et du réseau de la Colombie-Britannique relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ). La réglementation s'applique à toutes les activités de transport de gaz naturel au Canada en ce qui concerne la détermination des droits, la construction et l'exploitation. En juin 2002, l'ONÉ a fait connaître à TransCanada sa décision au sujet de la demande concernant un rendement équitable (décision sur le rendement équitable) en vue de déterminer le coût en capital à inclure dans le calcul des droits définitifs de 2001 et de 2002 pour son réseau principal au Canada. La décision sur le rendement équitable au sujet du coût en capital prévoyait une augmentation du ratio du capital-actions ordinaires réputé, passant de 30 pour cent à 33 pour cent à compter du 1^{er} janvier 2001. L'ONÉ a également décidé que le rendement du capital-actions calculé selon la formule de l'ONÉ demeurerait approprié pour le réseau principal au Canada, ce qui donne lieu à un taux de rendement autorisé du capital-actions ordinaires de 9,61 pour cent en 2001 et de 9,53 pour cent en 2002. Les gazoducs aux États-Unis et certaines centrales électriques sont également soumis à l'autorité d'organismes de réglementation. Pour que soit réalisé comme il convient le

rapprochement des produits et des charges, le moment choisi pour comptabiliser certains produits et charges de ces entreprises peut différer de celui auquel on devrait normalement s'attendre en vertu des principes comptables généralement reconnus.

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

Stocks Les stocks sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

Immobilisations corporelles

Transport Les immobilisations corporelles liées aux activités de transport de gaz naturel sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire. Les gazoducs et les stations de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 et 5 pour cent; des taux divers s'appliquent aux postes de comptage et autres immobilisations. Les frais d'enlèvement des immobilisations et de restauration des lieux ne peuvent être déterminés; ils sont inscrits lorsqu'ils peuvent être estimés au prix d'un effort raisonnable, et dans la mesure où ils sont approuvés par les organismes de réglementation. Une provision pour fonds utilisés pendant la construction est capitalisée et incluse dans le coût des installations de transport de gaz naturel; le taux utilisé pour le calcul de cette provision est le taux de rendement sur la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation.

Électricité et autres Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement entre 2 et 5 pour cent. Les autres immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement entre 4 et 20 pour cent.

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

Impôts sur les bénéfices Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode de l'impôt exigible est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices aux fins de la tarification dans le cas des activités de transport de gaz naturel au Canada. Selon la méthode de l'impôt exigible, il n'est pas nécessaire de tenir compte des impôts futurs. Cette méthode est également utilisée aux fins comptables, puisqu'on peut s'attendre avec une certitude raisonnable que les impôts futurs à payer seront inclus dans les coûts futurs du service et qu'ils seront alors constatés dans les produits d'exploitation. Pour le reste de ses activités, la Société applique la méthode du report d'impôts variable. En vertu de cette méthode, des actifs et passifs d'impôts futurs sont constatés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur assiette fiscale respective. Les actifs et passifs d'impôts futurs sont évalués au moyen de taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices durant lesquels les écarts temporaires devraient être soit recouverts, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice durant lequel elles surviennent.

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

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

Les gains ou les pertes de change liés au capital de la dette libellée en devises, des débentures subordonnées de rang inférieur et des titres privilégiés qui se rapportent au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient récupérés par le truchement de la tarification.

Instruments financiers dérivés La Société utilise des instruments dérivés et d'autres instruments financiers pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des produits énergétiques de base. Les gains ou les pertes attribuables aux instruments dérivés considérés comme opérations de couverture sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique que les gains et les pertes découlant des opérations couvertes correspondantes. La constatation des gains ou des pertes attribuables aux instruments dérivés auxquels la Société a recours pour protéger les opérations afférentes au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

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

Régimes d'avantages sociaux La Société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées. Le coût des prestations acquises dans le cadre des régimes à prestations déterminées et des autres avantages postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les hypothèses les plus probables de la direction relativement au rendement escompté des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé. Les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite est déterminé en fonction de valeurs liées au marché. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Le gain actuariel net ou la perte actuarielle nette qui excède 10 pour cent de l'obligation au titre des prestations constituées ou la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Outre le régime de retraite à prestations déterminées, la Société offrait auparavant à ses employés deux régimes supplémentaires, soit un régime de retraite à cotisations déterminées et un régime cumulant des prestations déterminées et des cotisations déterminées, auxquels elle a mis fin au 31 décembre 2002.

NOTE 2 Modifications comptables

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

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

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

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

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

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

NOTE 3 Informations sectorielles

Bénéfice net (perte nette)⁽¹⁾

Exercice terminé le 31 décembre 2002	Transport	Électricité	Siège social	Total
<i>(en millions de dollars)</i>				
Produits	3 921	1 293	–	5 214
Coût des marchandises vendues ⁽²⁾	–	(627)	–	(627)
Autres coûts et charges	(1 166)	(371)	(9)	(1 546)
Amortissement	(783)	(65)	–	(848)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 972	230	(9)	2 193
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(821)	(13)	(91)	(925)
Charges financières des coentreprises	(90)	–	–	(90)
Intérêts créditeurs et autres produits	50	13	23	86
Impôts sur les bénéfices	(458)	(84)	25	(517)
Activités poursuivies	653	146	(52)	747
Activités abandonnées				–
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				747
Exercice terminé le 31 décembre 2001				
<i>(en millions de dollars)</i>				
Produits	3 880	1 395	–	5 275
Coût des marchandises vendues ⁽²⁾	–	(712)	–	(712)
Autres coûts et charges	(1 226)	(361)	(31)	(1 618)
Amortissement	(753)	(37)	(3)	(793)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 901	285	(34)	2 152
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(856)	(15)	(85)	(956)
Charges financières des coentreprises	(98)	(9)	–	(107)
Intérêts créditeurs et autres produits	30	13	34	77
Impôts sur les bénéfices	(392)	(106)	18	(480)
Activités poursuivies	585	168	(67)	686
Activités abandonnées				(67)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				619
Exercice terminé le 31 décembre 2000				
<i>(en millions de dollars)</i>				
Produits	3 856	528	–	4 384
Coût des marchandises vendues ⁽²⁾	–	(133)	–	(133)
Autres coûts et charges	(1 252)	(256)	(31)	(1 539)
Amortissement	(698)	(35)	(4)	(737)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 906	104	(35)	1 975
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(877)	(3)	(152)	(1 032)
Charges financières des coentreprises	(101)	(12)	–	(113)
Intérêts créditeurs et autres produits	52	9	54	115
Gain à la vente d'actifs	11	26	–	37
Impôts sur les bénéfices	(368)	(39)	53	(354)
Activités poursuivies	623	85	(80)	628
Activités abandonnées				61
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				689

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

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

Total de l'actif

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

Renseignements géographiques

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

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

Immobilisations corporelles

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

Dépenses en immobilisations

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

NOTE 4 Immobilisations corporelles

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

NOTE 5 Autres actifs

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

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

NOTE 6 Participations dans les coentreprises

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

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

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

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

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

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

Information financière sommaire relative aux coentreprises

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

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

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

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

NOTE 7 Placements à long terme

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

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

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

NOTE 8 Dette à long terme

		2002		2001	
	Dates de remboursement	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾
Réseau de l'Alberta					
Débentures et billets					
En dollars CA	2003 à 2024	798	11,0 %	819	11,0 %
En dollars US (500 \$ US en 2002; 625 \$ US en 2001)	2004 à 2023	790	8,3 %	995	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	767	7,4 %	774	7,4 %
En dollars US (233 \$ US en 2002 et 2001)	2026 à 2029	368	7,7 %	371	7,7 %
Emprunts non garantis					
En dollars US (107 \$ US en 2002 et 2001)	2003	169	2,1 %	170	2,3 %
		2 892		3 129	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(271)		(322)	
		2 621		2 807	
Réseau principal au Canada					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres Sterling (£25 en 2002 et 2001)	2007	64	16,5 %	58	16,5 %
Débentures					
En dollars CA	2008 à 2020	1 354	10,9 %	1 455	10,9 %
En dollars US (800 \$ US en 2002 et 2001)	2012 à 2023	1 264	9,2 %	1 274	9,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2003 à 2031	2 405	7,0 %	2 585	7,1 %
En dollars US (120 \$ US en 2002 et 2001)	2010	190	6,1 %	191	6,1 %
		5 277		5 563	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(330)		(337)	
		4 947		5 226	
Autres					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	342	6,6 %	342	6,6 %
En dollars US (665 \$ US en 2002 et 2001)	2006 à 2029	1 050	6,8 %	1 059	6,8 %
Débentures subordonnées					
En dollars US (57 \$ US en 2002 et 2001)	2006	90	9,1 %	91	9,1 %
Emprunts et débentures non garantis					
En dollars CA	2003	110	8,4 %	110	8,4 %
En dollars US (109 \$ US en 2002; 123 \$ US en 2001)	2006 à 2011	172	8,3 %	195	8,3 %
		1 764		1 797	
		9 332		9 830	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à court terme		517		483	
		8 815		9 347	

1) L'encours est indiqué en millions de dollars CA; les montants libellés en monnaies autres que le dollar CA sont indiqués en millions.

2) Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. En raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : emprunts non garantis en dollars US, Réseau de l'Alberta – 8,3 pour cent (8,3 pour cent en 2001); débentures subordonnées en dollars US, Autres – 9,0 pour cent (8,9 pour cent en 2001).

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

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

Réseau de l'Alberta

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

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

Réseau principal au Canada

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

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

Autres

Billets à moyen terme Des billets à moyen terme totalisant 150 millions de dollars et 145 millions de dollars US sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, en 2005 et en 2004 respectivement, le remboursement du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés. La Société, à son gré, peut rembourser les billets à moyen terme de 145 millions de dollars US en 2004. Si les billets à moyen terme libellés en dollars US demeurent impayés, le taux d'intérêt passera, en 2004, de 6,4 pour cent à un taux fondé sur le taux de rendement des obligations du Trésor des États-Unis à 30 ans majoré de l'écart avec les taux de crédit des sociétés en fonction du marché.

Charges financières

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

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

NOTE 9 Dette sans recours des coentreprises

	Dates de remboursement	2002		2001	
		Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁽²⁾
Great Lakes					
Billets de premier rang non garantis (261 \$ US en 2002; 284 \$ US en 2001)	2005 à 2030	412	8,0 %	452	8,1 %
Iroquois					
Billets de premier rang non garantis (151 \$ US en 2002; 82 \$ US en 2001)	2010 à 2027	239	7,5 %	132	8,7 %
Emprunt bancaire (16 \$ US en 2002; 71 \$ US en 2001)	2009	25	3,2 %	112	5,7 %
Foothills					
Billets de premier rang non garantis	2005	325	3,3 %	336	3,1 %
Billets de premier rang garantis	2005	62	6,7 %	63	6,3 %
Trans Québec & Maritimes					
Obligations de première hypothèque	2005 à 2010	143	7,3 %	143	7,3 %
Emprunt à terme	2003	40	2,8 %	42	4,6 %
TC Pipelines, LP					
Billets de premier rang non garantis (4 \$ US en 2002; 7 \$ US en 2001)	2004	6	3,0 %	11	5,3 %
Autres					
	2003 à 2012	45	5,6 %	48	6,5 %
		1 297		1 339	
Moins : tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme		75		44	
		1 222		1 295	

1) L'encours est indiqué en millions de dollars CA; les montants libellés en dollars US sont indiqués en millions.

2) Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2002, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sur l'emprunt bancaire d'Iroquois et les billets de premier rang non garantis de Foothills résultant des swaps étaient de 4,8 pour cent (6,3 pour cent en 2001) et de 5,8 pour cent (5,9 pour cent en 2001), respectivement.

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

En ce qui concerne les remboursements obligatoires de la dette sans recours des coentreprises, du fait des échéances et des exigences au titre des fonds d'amortissement, la quote-part de la Société s'établit à environ 75 millions de dollars en 2003, 42 millions de dollars en 2004, 462 millions de dollars en 2005, 26 millions de dollars en 2006 et 24 millions de dollars en 2007.

Charges financières des coentreprises

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

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

NOTE 10 Débentures subordonnées de rang inférieur et titres privilégiés

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

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

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

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

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

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

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

NOTE 11 Actions privilégiées

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

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

À compter du 15 octobre 2013 en ce qui concerne les actions de série U et à compter du 5 mars 2014 en ce qui concerne les actions de série Y, la Société pourra racheter ces actions moyennant 50 \$ l'action.

NOTE 12 Actions ordinaires

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars)
En circulation au 1^{er} janvier 2000	474 531	4 535
Levée d'options	382	5
En circulation au 31 décembre 2000	474 913	4 540
Levée d'options	1 718	24
En circulation au 31 décembre 2001	476 631	4 564
Levée d'options	2 871	50
En circulation au 31 décembre 2002	479 502	4 614

Actions ordinaires émises et en circulation La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Bénéfice net par action Le bénéfice de base par action et le bénéfice dilué par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant l'exercice, soit 478,3 millions d'actions et 480,7 millions d'actions (475,8 millions d'actions et 477,6 millions d'actions en 2001; 474,6 millions d'actions et 475,2 millions d'actions en 2000), respectivement.

Options d'achat d'actions	Nombre d'actions	Prix de levée moyen pondéré	Options pouvant être levées
	(en milliers)		(en milliers)
En circulation au 1^{er} janvier 2000	12 871	20,27 \$	9 661
Octroyées	3 475	10,30 \$	
Levées	(382)	12,86 \$	
Annulées ou échues	(573)	18,85 \$	
En circulation au 31 décembre 2000	15 391	18,25 \$	12 102
Octroyées	2 142	18,07 \$	
Levées	(1 718)	14,08 \$	
Annulées ou échues	(1 365)	21,45 \$	
En circulation au 31 décembre 2001	14 450	18,42 \$	11 376
Octroyées	1 946	21,43 \$	
Levées	(2 871)	17,18 \$	
Annulées ou échues	(633)	23,16 \$	
En circulation au 31 décembre 2002	12 892	18,92 \$	10 258

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

Fourchette des prix de levée	Options en circulation			Options pouvant être levées	
	Nombre d'options	Moyenne pondérée de la durée contractuelle restante	Prix de levée moyen pondéré	Nombre d'options	Prix de levée moyen pondéré
	(en milliers)	(en années)		(en milliers)	
10,03 \$ à 13,91 \$	2 243	7,1	10,62 \$	1 889	10,72 \$
14,21 \$ à 18,89 \$	3 098	7,1	17,52 \$	2 286	17,35 \$
19,00 \$ à 20,59 \$	2 830	5,7	20,07 \$	2 780	20,09 \$
21,00 \$ à 21,86 \$	2 173	8,9	21,43 \$	755	21,42 \$
22,85 \$ à 24,61 \$	2 548	5,1	24,49 \$	2 548	24,49 \$
	12 892	6,8	18,92 \$	10 258	18,95 \$

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

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

Régime d'unités d'actions subalternes (UAS) Le Société a mis en vigueur le régime UAS le 1^{er} janvier 2002. Il s'agit d'un régime d'encouragement à l'intention des employés de longue durée et de portée générale aux termes duquel des unités sont accordées aux employés admissibles. Les unités deviendront acquises après trois ans, sous réserve que certaines conditions soient respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant cette période et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la Société. La Société constate la charge de rémunération sur la période d'acquisition qui est de trois ans, et la valeur des unités sera versée au terme de la période d'acquisition.

Régime de droits à l'intention des actionnaires Le régime de droits à l'intention des actionnaires de la Société assure aux actionnaires un traitement équitable advenant que la Société soit visée par une offre publique d'achat. Dans certaines circonstances, chaque action ordinaire donne accès à un droit qui confère à certains porteurs le droit d'acquérir des actions ordinaires de la Société à un prix correspondant à 50 pour cent de leur cours à ce moment-là. Ce régime a été prorogé par les actionnaires en 2001 avec certaines modifications.

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

NOTE 13 Gestion du risque de prix et instruments financiers

La Société émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris des billets libellés en monnaie étrangère, achète et vend des produits énergétiques de base et investit dans des activités à l'étranger. En conséquence, elle est exposée aux risques découlant des taux d'intérêt, des prix des produits énergétiques de base et des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés pour gérer les risques résultant de ces activités.

Valeur comptable des instruments dérivés La valeur comptable des instruments dérivés servant à couvrir le risque de prix lié aux éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère et représentant les gains ou pertes nets non matérialisés en rapport avec les instruments dérivés annule en partie les écarts de conversion dans les capitaux propres. La valeur comptable des swaps de taux d'intérêt représente les intérêts nets courus entre la date du dernier versement et la date de clôture de l'exercice. Les opérations conclues en monnaie étrangère qui sont couvertes par des contrats de change sont inscrites selon les taux de change figurant aux contrats. Les valeurs comptables indiquées dans les tableaux qui suivent sont présentées dans les bilans consolidés.

Juste valeur des instruments financiers L'encaisse et les placements à court terme et les billets à payer sont évalués à leur valeur comptable, en raison de leur échéance à court terme. La juste valeur de la dette à long terme, de la dette à long terme sans recours des coentreprises et des débetures subordonnées de rang inférieur est déterminée en fonction des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de taux d'intérêt et de change a été estimée en fonction des cours du marché à la fin de l'exercice. Ces justes valeurs estimatives se rapprochent des montants que la Société devrait recevoir ou payer si ces instruments étaient liquidés à ces dates.

Risque de crédit Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une des parties à un instrument dérivé en rapport avec lequel la Société a un gain non matérialisé ne s'acquitte pas de ses obligations aux termes du contrat. Ce risque de crédit est réduit au minimum du fait que la Société utilise des techniques de gestion du crédit éprouvées, y compris des processus d'évaluation en bonne et due forme, des exigences contractuelles et de garanties et des limites pour ce qui est du risque de crédit. Au 31 décembre 2002, dans le cas des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une partie donnée s'élevaient à 168 millions de dollars et à 60 millions de dollars respectivement. Au 31 décembre 2002, dans le cas des contrats de commerce d'électricité, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une partie donnée s'élevaient à 4 millions de dollars et à 1 million de dollars respectivement.

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

Établissements étrangers Aux 31 décembre 2002 et 2001, la Société détenait des éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère, ce qui l'expose au risque lié aux variations des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés afin de couvrir le risque de change, et ce, après impôts. Les swaps de devises comportent un taux d'intérêt variable que la Société couvre en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie de taux d'intérêt. Le portefeuille d'instruments dérivés de la Société comprend des contrats de durées allant jusqu'à cinq ans. Les montants présentés à la juste valeur dans le tableau qui suit, relativement au risque de change, sont contrebalancés par les gains ou les pertes de conversion qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont inscrits comme écarts de conversion dans les capitaux propres.

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

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

Rapprochement des écarts de conversion

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Autres justes valeurs

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

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

NOTE 14 Impôts sur les bénéfices

Provision pour impôts sur les bénéfices

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

Répartition géographique du bénéfice

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

Rapprochement de la charge fiscale

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

Actifs et passifs d'impôts futurs

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

La Société applique la méthode de l'impôt exigible pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des réseaux de transport de gaz naturel au Canada. Si la méthode du report d'impôts variables avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 702 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2002 (1 716 millions de dollars en 2001) et seraient recouvrables à même les produits futurs.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers La Société n'a pas constitué de provision au titre des impôts sur les bénéfices non répartis des établissements étrangers, puisqu'elle prévoit y réinvestir ces bénéfices pendant une période indéterminée. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient été augmentés d'environ 60 millions de dollars au 31 décembre 2002 (54 millions de dollars en 2001).

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

NOTE 15 Billets à payer

	2002		2001	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
	<i>(en millions de dollars)</i>		<i>(en millions de dollars)</i>	
Effets de commerce				
En dollars CA	258	2,9 %	340	2,3 %
En dollars US	39	1,4 %	—	—
Billets à payer des coentreprises				
En dollars CA	—	—	3	4,7 %
	297		343	

Au 31 décembre 2002, la Société disposait de facilités de crédit totales de 2 milliards de dollars à l'appui de son programme d'effets de commerce et à d'autres fins générales. De ce total, un montant de 1,5 milliard de dollars représente une nouvelle facilité de crédit auprès d'un syndicat bancaire pour remplacer les lignes de crédit échéant vers le milieu de 2003. La nouvelle facilité de crédit comprend une tranche de 1,0 milliard de dollars comportant une échéance de trois ans et une tranche de 500 millions de dollars d'une durée de 364 jours assortie d'une option de conversion en emprunt à terme de deux ans. Les deux tranches ont une échéance reportable annuellement, et elles sont renouvelables, sauf la tranche convertie.

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

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

NOTE 16 Avantages sociaux futurs

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

La Société procure également à ses employés des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations spéciales de cessation d'emploi ainsi que des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux qui suppléent à celles des régimes publics. À compter du 1^{er} janvier 2003, la Société a regroupé ses régimes antérieurs d'avantages postérieurs à l'emploi en un régime à l'intention des employés en service, et elle a donné aux retraités actuels l'option d'adhérer aux dispositions du nouveau régime. Cette modification de régime a donné lieu à des coûts non amortis au titre des services passés de 7 millions de dollars.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

NOTE 17 Variation du fonds de roulement d'exploitation

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

NOTE 18 Engagements, éventualités et garanties

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

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

Au 31 décembre 2002, TransCanada détenait une participation de 35,6 pour cent dans S.E.C. TransCanada Électricité, société en commandite ouverte. Le 30 juin 2017, la société en commandite rachètera toutes les parts en circulation non détenues directement ou indirectement par TransCanada à leur juste valeur marchande, soit la moyenne des justes valeurs marchandes attribuées à ces parts par des évaluateurs indépendants, plus toutes les distributions déclarées mais non versées de fonds distribuables sur ces parts (le prix de rachat). Le prix de rachat sera réglé par TransCanada au comptant ou, à son gré, sous forme d'actions ordinaires de TransCanada ou d'une combinaison de comptant et d'actions ordinaires.

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

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

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

Garanties TransCanada a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement des titres de créance de TransGas de Occidente, S.A. (TransGas), advenant que, par suite de modifications législatives, TransGas ne dispose pas des fonds suffisants pour rembourser l'intérêt et le capital des titres de créance de 206 millions de dollars US émis auprès du public. La Société détient une participation de 46,5 pour cent dans TransGas. Aux termes de l'accord, la Société et une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires faisaient défaut de verser leur apport. Tout paiement effectué par TransCanada aux termes de cet accord est converti en actions de TransGas. Le risque éventuel dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TransCanada. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La Société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

NOTE 19 Activités abandonnées

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

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

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

Bénéfice net (perte nette)

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

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

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

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

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

Rapprochement du bénéfice net

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

- 1) En vertu des PCGR des États-Unis, les charges financières liées aux titres privilégiés sont constatées à titre de dépense plutôt que de dividendes.
- 2) En 2001, la Société a adopté les dispositions du Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 133 intitulé *Accounting for Derivatives and Hedging Activities*. Le SFAS No. 133 exige que tous les instruments dérivés soient constatés en tant qu'éléments d'actif et éléments de passif au bilan et évalués à leur juste valeur.

Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant qu'opérations de couverture de juste valeur, la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats avec une évolution d'un montant égal ou inférieur dans la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert. Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant qu'opérations de couverture des flux de trésorerie, la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé qui compense efficacement le risque couvert est constatée dans les autres composantes du résultat global jusqu'à ce que l'élément couvert soit constaté dans les résultats. Toute tranche inefficace de la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats de chaque exercice visé.

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

Durant 2002, des gains nets de 38 millions de dollars (36 millions de dollars en 2001) découlant des opérations de couverture des variations de la juste valeur de la dette à long terme, et des pertes nettes de 20 millions de dollars (44 millions de dollars en 2001) de la juste valeur des éléments couverts ont été inclus dans les résultats en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs et des pertes de change. L'écart entre la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé et la variation de la juste valeur de l'élément couvert, soit 18 millions de dollars [(8) millions de dollars en 2001], après impôts, est inclus dans les résultats aux fins des PCGR des États-Unis. En 2002 et 2001, aucun montant au titre des gains ou pertes sur instruments dérivés n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des opérations de couverture dans les relations de couverture de la juste valeur.

En 2002 et 2001, aucun montant n'a été inclus dans les résultats au titre des opérations de couverture des flux de trésorerie. Des montants inclus dans les autres composantes du résultat global au 31 décembre 2002, (5) millions de dollars [(3) millions de dollars en 2001] se rapportent aux opérations de couverture du risque de taux d'intérêt et 1 million de dollars [(2) millions de dollars en 2001] se rapportent aux opérations de couverture du risque de change. Aucun de ces montants ne devrait être constaté dans les résultats en 2003.

Au 31 décembre 2002, des montants supplémentaires de 198 millions de dollars (162 millions de dollars en 2001) ont été constatés au titre des éléments d'actif et des montants supplémentaires de 196 millions de dollars (187 millions de dollars en 2001) ont été constatés au titre des éléments de passif aux fins des PCGR des États-Unis pour tenir compte de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant qu'opérations de couverture et de la variation correspondante de la juste valeur des éléments désignés en tant qu'opérations de couverture.

- 3) En vertu des PCGR des États-Unis, les contrats de commerce de produits énergétiques sont évalués à leur juste valeur, déterminée à la date du bilan. En 2002, TransCanada a adopté les dispositions transitoires du *FASB Emerging Issues Task Force (EITF) 02-3* intitulé *Accounting for Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities*, en vertu desquelles la Société déduit tous les produits et charges évalués à la valeur du marché liés aux contrats de commerce de produits énergétiques. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement avec retraitement des chiffres des exercices antérieurs. En 2003, la Société adoptera intégralement les dispositions de l'EITF 02-3. Les contrats de commerce de produits énergétiques de la Société qui sont des instruments dérivés détenus à des fins commerciales seront évalués à leur juste valeur et comptabilisés conformément aux dispositions du SFAS No. 133. Les contrats de commerce de produits énergétiques de la Société qui ne sont pas des instruments dérivés ne seront pas comptabilisés à la valeur du marché.
- 4) En vertu des PCGR des États-Unis, seuls les taux en vigueur peuvent être utilisés pour évaluer les actifs et les passifs d'impôts reportés; l'application de taux pratiquement en vigueur n'est pas autorisée. Les budgets de février 2000 et d'octobre 2000 du gouvernement fédéral n'ont pas été considérés comme adoptés tant que les propositions budgétaires n'ont pas eu force de loi en juin 2001; par conséquent, les recouvrements d'impôts pertinents sont constatés en 2001.
- 5) En vertu des PCGR des États-Unis, un gain au remboursement anticipé de la dette à long terme est constaté à titre d'élément extraordinaire et non porté au crédit du bénéfice d'exploitation ordinaire.

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

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

Résultat global selon les PCGR des États-Unis

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

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

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

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

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

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

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

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

Rémunération à base d'actions En vertu des règles transitoires prévues par le SFAS No. 148, *Accounting for Stock-Based Compensation – Transition and Disclosure – an amendment of FASB Statement No. 123*, la Société a passé en charges les options sur actions octroyées en 2002. L'utilisation de la méthode de la juste valeur, en application du SFAS No. 123, *Accounting for Stock-Based Compensation*, pour les options octroyées antérieurement se serait traduite, selon les PCGR des États-Unis, par un bénéfice net de 770 millions de dollars en 2002 (643 millions de dollars en 2001; 712 millions de dollars en 2000) et un bénéfice net par action (bénéfice de base) de 1,56 \$ en 2002 (1,30 \$ en 2001; 1,43 \$ en 2000).

Divers En juin 2001, le FASB a publié le SFAS No. 143, *Accounting for Asset Retirement Obligations*, qui traite des questions de comptabilité générale et d'information se rapportant aux coûts de mise hors service des éléments d'actif. En vertu du SFAS No. 143, la juste valeur du passif lié à une obligation relative à la mise hors service d'un élément d'actif doit être constatée dans l'exercice durant lequel cette obligation est assumée, s'il est possible de faire une évaluation raisonnable de la juste valeur. Cette dernière est ajoutée à la valeur comptable de l'élément d'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. La Société est tenue d'adopter les dispositions du SFAS No. 143 pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003, ce qu'elle entend faire. L'adoption de cette nouvelle norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers de la Société.

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

En novembre 2002, le FASB a publié la Financial Interpretation (FIN) 45 qui exigera la constatation d'un passif pour la juste valeur de certaines garanties exigeant des paiements advenant certains types d'événements futurs. Les normes d'évaluation de la FIN 45 s'appliquent aux garanties accordées après le 1^{er} janvier 2003. Dans le cas des garanties qui existaient au 31 décembre 2002, la FIN 45 exige la présentation de renseignements complémentaires, qui figurent dans les présents états financiers consolidés, dans la mesure où ils s'appliquent à la Société.

En janvier 2003, le FASB a publié la FIN 46 qui exigera la consolidation de certaines entités contrôlées par l'entremise de participations financières qui indiquent un contrôle (appelées « participations variables »). Les participations variables sont les droits ou obligations qui donnent lieu à des gains ou des pertes économiques résultant des variations de la valeur des actifs ou des passifs d'une entité. Le détenteur de la majorité des participations variables d'une entité devra consolider les résultats de l'entité comportant des participations variables. La Société n'a aucune participation variable qui, selon l'interprétation de la FIN 46, donnerait lieu à la consolidation des résultats d'autres entités existant au 31 décembre 2002.

Sommaire des renseignements financiers sur les placements à long terme

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

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

NOTE 21 Événement postérieur

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

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

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

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

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