

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

PREMIER TRIMESTRE DE 2004

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 23 avril 2004, le rapport de gestion qui suit doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) pour le trimestre terminé le 31 mars 2004 ainsi que des notes y afférentes.

Aperçu des résultats consolidés

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2004	2003
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	214	208

Résultats d'exploitation

Résultats consolidés

Au premier trimestre de 2004, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires au titre des activités poursuivies (résultat net) de TCPL s'est établi à 214 millions de dollars, comparativement à 208 millions de dollars au premier trimestre de 2003. L'accroissement de 6 millions de dollars provient surtout de la réduction des charges nettes du secteur Siège social, annulée en partie par le recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz. La baisse de 13 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social s'explique principalement par les remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus durant le premier trimestre de 2004. Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a baissé de 9 millions de dollars entre les premiers trimestres de 2003 et de 2004, en raison principalement du résultat inférieur du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta. Au premier trimestre de 2004, le résultat net de l'entreprise d'électricité s'est accru de 2 millions de dollars comparativement au trimestre correspondant de 2003.

Aperçu des résultats par secteur

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)
(en millions de dollars)

	2004	2003
Transport de gaz	149	158
Électricité	65	63
Siège social	-	(13)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	214	208

Les fonds provenant de l'exploitation ont baissé de 34 millions de dollars par rapport au premier trimestre de 2003 pour totaliser 423 millions de dollars au premier trimestre de 2004.

Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 149 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2004, alors qu'il avait été de 158 millions de dollars pour la période correspondante de 2003.

Aperçu des résultats - Transport de gaz

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)
(en millions de dollars)

	2004	2003
Gazoducs détenus en propriété exclusive		
Réseau de l'Alberta	40	42
Réseau principal au Canada	64	71
Foothills*	6	4
Réseau de la Colombie-Britannique	2	2
	112	119
Autres entreprises de transport de gaz		
Great Lakes	17	17
Iroquois	8	7
TC PipeLines, LP	4	3
Portland**	6	7
Ventures LP	3	2
Trans Québec & Maritimes	2	2
CrossAlta	1	3
TransGas de Occidente	3	4
Régions nordiques	(1)	(1)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(6)	(5)
	37	39
Résultat net	149	158

* TCPL a acquis le 15 août 2003 le reste des participations dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement.

** TCPL a augmenté sa participation dans Portland pour la porter de 33,3 % à 43,4 % le 29 septembre 2003, puis de 43,4 % à 61,7 % le 3 décembre 2003.

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Pour le premier trimestre de 2004, le résultat net du réseau de l'Alberta a diminué de 2 millions de dollars pour s'établir à 40 millions de dollars, comparativement à 42 millions de dollars pour le même trimestre de 2003. Ce recul est principalement attribuable à la diminution de la base tarifaire. Le résultat du premier trimestre de 2004 reflète le rendement implicite inclus dans les droits provisoires de 2004 approuvés par l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB). Les droits provisoires de 2004 sont fondés sur les produits fixes requis de 1,227 milliard de dollars négociés en 2003, majorés de certains ajustements. Le règlement négocié en 2003 ne comportait aucune disposition explicite quant au taux de rendement ou à la structure du capital; le résultat du premier trimestre de 2004 équivaut donc approximativement à un taux de rendement de 10,9 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 32 %, ou, autrement, à un taux de rendement de 8,7 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 32 % est le taux le plus récent approuvé par l'EUB, soit dans la demande tarifaire générale de 1995, et l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 % est le taux demandé dans l'instance sur les coûts en capital généraux actuellement en cours.

Le résultat net du réseau principal au Canada s'est établi à 64 millions de dollars au premier trimestre de 2004, soit 7 millions de dollars de moins qu'au trimestre correspondant en 2003. Ce recul provient surtout de la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,79 % en 2003 à 9,56 % en 2004, ainsi que de la diminution de la base tarifaire moyenne. Le rendement de 9,56 % sur l'avoir des actionnaires ordinaires est inclus implicitement dans les droits provisoires de 2004 approuvés par l'Office national de l'énergie (ONÉ) en décembre 2003. Les résultats du premier trimestre de 2004 comprennent également les ajustements négatifs de 2 millions de dollars après impôts se rapportant à une estimation des résultats au titre des programmes incitatifs pour 2003.

Le résultat net du réseau de Foothills, soit 6 millions de dollars au premier trimestre de 2004, est de 2 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit pour le même trimestre en 2003. En août 2003, TCPL a acheté le reste des participations dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement, ce qui a fait augmenter le résultat net du premier trimestre de 2004.

Données sur l'exploitation

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	Réseau de l'Alberta*		Réseau principal au Canada**		Foothills***		Réseau de la C.-B.	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	4 762	4 966	8 314	8 692	722	748	231	238
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)								
Total	1 013	1 062	723	805	281	259	87	61
Moyenne quotidienne	11,1	11,8	7,9	8,9	3,1	2,9	1,0	0,7

* Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 950 milliards de pieds cubes pour le trimestre terminé le 31 mars 2004 (956 milliards de pieds cubes en 2003); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,4 milliards de pieds cubes (10,6 milliards de pieds cubes en 2003).

** Pour le trimestre terminé le 31 mars 2004, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 510 milliards de pieds cubes (592 milliards de pieds cubes en 2003), soit une moyenne quotidienne de 5,6 milliards de pieds cubes (6,6 milliards de pieds cubes en 2003).

*** Les participations restantes dans Foothills ont été acquises en août 2003. Dans le tableau, les volumes de livraison annuels représentent 100 % de Foothills.

Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2004, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 37 millions de dollars, comparativement à 39 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2003. Cette baisse de 2 millions de dollars s'explique principalement par le résultat inférieur de CrossAlta, en raison des marges inférieures sur le stockage compte tenu du marché languissant. L'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain a enrayé la hausse du résultat net en dollars US des gazoducs aux États-Unis entre les premiers trimestres de 2003 et de 2004.

Électricité

Aperçu des résultats - Électricité

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)	2004	2003
Établissements de l'Ouest	35	43
Établissements de l'Est	34	25
Participation dans Bruce Power	48	38
Participation dans S.E.C. Électricité	10	11
Frais généraux, administratifs et de soutien	(25)	(21)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	102	96
Charges financières	(2)	(2)
Impôts sur les bénéfices	(35)	(31)
Résultat net	65	63

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 65 millions de dollars pour le premier trimestre de 2004, soit 2 millions de dollars de plus que le chiffre de 63 millions de dollars inscrit au premier trimestre de 2003. Cette augmentation provient essentiellement du résultat supérieur de Bruce Power L.P. (Bruce Power) et des établissements de l'Est. Elle a cependant été annulée en partie par le résultat moins élevé des établissements de l'Ouest et par la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien.

Établissements de l'Ouest

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont totalisé 35 millions de dollars pour le premier trimestre de 2004, soit 8 millions de dollars de moins qu'au premier trimestre de 2003. Cette baisse s'explique par la diminution des prix réalisés au premier trimestre de 2004 sur l'ensemble des ventes d'électricité et en raison du fait que, entre les premiers trimestres de 2003 et de 2004, le bénéfice tiré de la centrale de ManChief a diminué en raison du recul des niveaux de distribution, de la hausse de la dotation aux amortissements et de la baisse des droits de transport d'électricité.

Établissements de l'Est

Pour le premier trimestre de 2004, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont augmenté de 9 millions de dollars par rapport au premier trimestre de 2003 pour totaliser 34 millions de dollars. Cette augmentation provient surtout de l'accroissement du débit à l'installation hydroélectrique de Curtis Palmer, de la hausse des marges nettes sur les ventes d'électricité, compte tenu de l'essor de l'entreprise de détail dans le nord-est des États-Unis grâce aux importants clients commerciaux et industriels, ainsi que des honoraires touchés pour la désaffectation de l'installation temporaire de Cobourg en Ontario. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain durant le premier trimestre de 2004.

*Participation dans Bruce Power***Aperçu des résultats - Bruce Power**

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en millions de dollars)

	2004	2003
Bruce Power (base de 100 %)		
Produits	399	398
Charges d'exploitation	(250)	(194)
Bénéfice d'exploitation	149	204
Charges financières	(18)	(16)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	131	188
Participation de TCPL dans le bénéfice de Bruce Power avant impôts sur les bénéfices*	41	34
Ajustements	7	4
Bénéfice de TCPL provenant de Bruce Power avant impôts sur les bénéfices	48	38

* TCPL a acheté une participation dans Bruce Power le 14 février 2003. Pour la période allant du 14 février 2003 au 31 mars 2003, 100 % du bénéfice avant impôts sur les bénéfices de Bruce Power a totalisé 107 millions de dollars.

Pour le premier trimestre de 2004, le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power s'est élevé à 48 millions de dollars, comparativement à 38 millions de dollars au premier trimestre de 2003. Cette hausse s'explique principalement du fait que TCPL a détenu cette participation pendant tout le premier trimestre de 2004, alors qu'elle ne l'avait possédée que pendant six semaines au premier trimestre de 2003. De plus, la production a été supérieure au premier trimestre de 2004 en raison de la remise en service des troisième et quatrième réacteurs, ce qui a accru les charges d'exploitation de Bruce Power et haussé sa capacité d'environ 1 500 mégawatts (MW) par rapport au premier trimestre de 2003. La quote-part de la production d'électricité revenant à TCPL a été d'environ 2 530 gigawatts-heure (GWh) pour le premier trimestre de 2004, comparativement à 1 087 GWh pour le trimestre correspondant de 2003. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le premier trimestre de 2004 se sont situés à environ 49 \$ par mégawatt-heure (MWh), comparativement au prix réalisé moyen de 57 \$ par MWh au premier trimestre de 2003. Environ 50 % de la production du premier trimestre de 2004 a été vendue sur le marché de gros au comptant en Ontario, le reste faisant l'objet de contrats de vente à plus long terme. Il s'agit d'une augmentation de 45 % des ventes sur le marché au comptant par rapport au premier trimestre de 2003. Sur une base unitaire, les frais d'exploitation de Bruce Power ont

augmenté, passant de 28 \$ par MWh au premier trimestre de 2003 à 31 \$ par MWh pour le premier trimestre de 2004.

Le troisième réacteur a commencé à alimenter le réseau électrique de l'Ontario le 8 janvier 2004; il a été jugé en exploitation commerciale le 1^{er} mars 2004. Sa remise en exploitation porte la capacité de Bruce Power à 4 660 MW. Pour le premier trimestre de 2004, la disponibilité moyenne des réacteurs de Bruce a été de 80 %, comparativement à 100 % pour la période de possession de TCPL se terminant le 31 mars 2003. Un certain nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont restreint la production totale du premier trimestre de 2004. Le troisième réacteur a été hors service pendant plus de la moitié des deux premiers mois de 2004 en raison de l'entretien du système de caloportage primaire et de la réparation d'un roulement de turbine. Pendant que le troisième réacteur était hors service, Bruce Power a réalisé des travaux supplémentaires qui étaient prévus durant un arrêt d'exploitation devant venir plus tard au cours de l'exercice. Par conséquent, l'arrêt d'exploitation pour entretien préventif du troisième réacteur au deuxième trimestre de 2004 a été annulé. L'arrêt d'exploitation nécessaire aux travaux entrepris au troisième trimestre de 2003 pour l'entretien du huitième réacteur s'est prolongé jusqu'au 28 janvier 2004. Il a permis de réparer les plaques de support de trois des huit chaudières à vapeur du réacteur.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix du marché de gros au comptant de l'électricité ainsi que de la disponibilité générale des centrales, elle-même touchée par les travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe pour une capacité d'environ 45 % de la production prévue pour le reste de 2004. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'une durée d'environ cinq semaines est prévu pour l'un des réacteurs de Bruce A durant le deuxième trimestre de 2004.

Le 12 mars 2004, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a accordé à Bruce Power un permis d'exploitation de cinq ans pour les centrales Bruce A et Bruce B.

Participation dans S.E.C. Électricité

Pour le premier trimestre de 2004, le bénéfice d'exploitation et les produits divers tirés de la participation de 35,6 % de l'entreprise d'électricité dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), soit 10 millions de dollars, ont été comparables à ceux du premier trimestre de 2003.

Frais généraux, administratifs et de soutien

Les frais généraux, administratifs et de soutien ont progressé de 4 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2003. Cette hausse s'explique surtout par les frais de soutien supérieurs découlant de la participation accrue de la société dans l'entreprise d'électricité.

Volumes des ventes d'électricité

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)

(en GWh)	2004	2003
Établissements de l'Ouest*	2 876	3 091
Établissements de l'Est	1 611	1 685
Participation dans Bruce Power**	2 530	1 087
Participation dans S.E.C. Électricité	572	563
Total	7 589	6 426

* Les volumes des ventes comprennent la participation de TCPL dans la production aux termes de la convention d'achat d'électricité de Sundance B (50 %).

** Acquisition le 14 février 2003. Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TCPL dans la production de Bruce Power.

Disponibilité moyenne pondérée des centrales*

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	2004	2003
Établissements de l'Ouest	99 %	98 %
Établissements de l'Est	98 %	84 %
Participation dans Bruce Power**	80 %	100 %
Participation dans S.E.C. Électricité	99 %	98 %
Toutes les centrales	90 %	96 %

* La disponibilité des centrales représente le pourcentage du temps, durant l'année, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif réduisent la disponibilité des centrales.

** Acquisition le 14 février 2003. Le troisième réacteur de Bruce A est inclus à compter du 1^{er} mars 2004.

Siège social

Pour les trimestres terminés les 31 mars 2004 et 2003, les charges nettes se sont élevées respectivement à néant et à 13 millions de dollars. Cette baisse de 13 millions de dollars s'explique presque entièrement par les remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts qui ont été reçus au premier trimestre de 2004 à l'égard d'exercices antérieurs.

Liquidités et ressources en capital**Fonds provenant de l'exploitation**

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 423 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2004, alors qu'ils avaient 457 millions de dollars pour la même période en 2003.

TCPL estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue est adéquate et demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2003.

Activités d'investissement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2004, les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions, ont totalisé 101 millions de dollars (76 millions de dollars en 2003). Elles se rapportaient principalement à la construction de nouvelles centrales électriques, à l'entretien et à la capacité des gazoducs de l'entreprise de transport de gaz. La société n'a conclu aucune acquisition durant le trimestre terminé le 31 mars 2004 (en 2003, elle avait consacré 409 millions de dollars à des acquisitions).

Activités de financement

TCPL a remboursé des emprunts à long terme de 476 millions de dollars durant le trimestre terminé le 31 mars 2004. En février 2004, la société a émis pour 200 millions de dollars d'effets comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,1 %. En mars 2004, la société a émis pour 350 millions de dollars US d'effets non garantis de rang supérieur comportant une échéance de 30 ans et un taux d'intérêt de 5,6 %. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2004, l'en-cours des effets à payer a diminué de 229 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 42 millions de dollars.

Dividendes

Le 23 avril 2004, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2004, un dividende d'un montant total égal au total du dividende trimestriel devant être payé le 30 juillet 2004 par TransCanada Corporation sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 juin 2004. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Obligations contractuelles

Il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL depuis le 31 décembre 2003, y compris les paiements exigibles pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les obligations contractuelles.

Instruments financiers et autres instruments

Les changements importants dans les instruments de gestion des risques et les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 sont présentés ci-après. Les tableaux tiennent compte de l'incidence des modifications comptables qui, à compter du 1^{er} janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la rubrique Modifications comptables – Relations de couverture.

Activités de gestion des taux de change et d'intérêt

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette et aux charges libellées en dollars US, ainsi qu'au risque de taux d'intérêt. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés de taux de change et d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains

des gains et des pertes réalisés sur les instruments dérivés de taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif) (en millions de dollars)	31 mars 2004		31 décembre 2003	
	(non vérifié)		Valeur comptable	Juste valeur
	Valeur comptable	Juste valeur		
Taux de change				
Swaps de devises	(21)	(21)	(26)	(26)
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	23	23	2	15
En dollars US	9	9	-	8

Au 31 mars 2004, le montant nominal de référence des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 769 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère les risques de change et de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés de change et de taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés de taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	31 mars 2004		31 décembre 2003	
	(non vérifié)		Valeur comptable	Juste valeur
	Valeur comptable	Juste valeur		
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars US	44	44	2	37
Contrats de change à terme				
En dollars US	(4)	(4)	-	-

Au 31 mars 2004, le montant nominal de référence des swaps de taux d'intérêt était de 550 millions de dollars US (500 millions de dollars US au 31 décembre 2003), et le montant en capital des contrats de change à terme était de 200 millions de dollars US (néant au 31 décembre 2003).

Gestion des risques

Pour ce qui est des activités poursuivies, les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TCPL est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Contrôles et procédures

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TCPL, dont, au premier chef, le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de la société. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de TCPL de conclure que les contrôles et procédures de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice courant, il ne s'est produit aucun changement concernant le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TCPL qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TCPL.

Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TCPL, eu égard à laquelle aucun changement ne s'est produit depuis le 31 décembre 2003, concerne le fait que le mode de comptabilisation de ses activités réglementées est prescrit par la réglementation. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur cette convention comptable d'importance critique.

Estimations comptables d'importance critique

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Par rapport à la situation au 31 décembre 2003, les estimations comptables d'importance critique de TCPL demeurent la dotation aux amortissements ainsi que certains gains après impôts reportés et certaines obligations résiduelles relatives à l'entreprise de commercialisation du gaz. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

Modifications comptables

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que de l'équipement de compression et

d'autres installations de surface. Dans le cas de ces actifs, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime qu'il est raisonnable de présumer que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1^{er} janvier 2003. La juste valeur estimative du passif était de 9 millions de dollars au 31 mars 2004. Le placement dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société nulle obligation légale en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif aux autres biens du secteur Autres entreprises de transport de gaz de TCPL au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de ce passif était 2 millions de dollars au 31 mars 2004.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour le premier trimestre de 2004, ni sur celui des périodes antérieures.

Relations de couverture

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, le désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux dispositions de cette nouvelle note d'orientation, TCPL a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été adoptée prospectivement et a entraîné une baisse de 2 millions de dollars du bénéfice net du premier trimestre de 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

Principes comptables généralement reconnus

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, le nouveau chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des principes comptables généralement reconnus (PCGR) et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de l'application des PCGR. En vertu de cette nouvelle norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du premier trimestre de 2004. Dans les périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas présentés au bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments actifs	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

Perspectives

En 2004, la réalisation du projet d'acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) pourrait influencer positivement sur les résultats de l'entreprise de transport de gaz. En outre, la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer pourrait avoir une incidence positive appréciable sur les résultats prévus de l'entreprise d'électricité pour 2004. La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur l'acquisition et la vente. Si l'on ne tient pas compte de ces incidences et de la réception des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêt durant le premier trimestre de 2004, les perspectives de la société sont relativement inchangées depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

Grâce à son bénéfice net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son bilan solide, la société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz et l'électricité. Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's Investors Service (Moody's) et Standard & Poor's ont accordées aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de TCPL sont actuellement A, A2 et A-,

respectivement. DBRS et Moody's continuent d'assortir leurs cotes de perspectives « stables », tandis que Standard & Poor's assortit plutôt la sienne d'une perspective « négative ».

Autres faits nouveaux

Transport de gaz

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

En juillet 2003, TCPL et d'autres sociétés de services publics ont présenté des témoignages dans le cadre de l'audience sur les coûts en capital généraux de l'EUB. Dans sa demande au sujet des coûts en capital généraux, TCPL a sollicité l'approbation d'un rendement de 11 % sur les capitaux propres, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'EUB prévoit adopter, au terme de l'audience, une stratégie normalisée permettant de déterminer le taux de rendement et la structure du capital pour tous les services publics relevant de sa compétence. Les témoignages de vive voix dans le cadre de l'audience se sont terminés le 16 janvier 2004. Les observations écrites et les répliques ont été déposées le 23 février 2004 et le 5 avril 2004, respectivement. La décision de l'EUB est attendue durant le troisième trimestre de 2004.

En septembre 2003, TCPL a déposé auprès de l'EUB les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale pour 2004, qui renferment les preuves à l'appui de ses besoins en matière de base tarifaire et de produits. Dans sa demande tarifaire, la société demande que le taux d'amortissement composé actuel de 4,00 % soit porté à 4,13 %. Les documents requis pour la deuxième phase de la demande, qui vise principalement les modalités des tarifs et les services, ont été déposés en décembre 2003. Les audiences de l'EUB au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale ont débuté à Calgary le 5 avril 2004, et la présentation de la preuve prendra fin le 14 avril 2004. Les observations finales et la réplique doivent être présentées le 5 mai 2004 et le 26 mai 2004, respectivement. La deuxième phase de l'audience devrait débuter le 8 juin 2004.

En décembre 2003, l'EUB a approuvé la demande de TCPL sollicitant l'application de tarifs provisoires aux services de transport à compter du 1^{er} janvier 2004. Les tarifs définitifs pour 2004 seront déterminés en fonction des décisions que l'EUB rendra par suite de l'audience sur les coûts en capital généraux et des deux phases de l'audience sur la demande tarifaire générale.

Réseau principal au Canada

En avril 2004, la Cour d'appel fédérale a débouté TCPL qui avait interjeté appel de la décision de l'ONÉ de refuser la demande d'examen et de modification du rendement équitable de TCPL, mais elle a avalisé l'interprétation que TCPL faisait de la loi pour ce qui est de la détermination d'un rendement équitable par l'ONÉ. Cette décision n'a aucune incidence sur les résultats déclarés pour 2001, 2002 et 2003.

En décembre 2003, l'ONÉ a approuvé des droits provisoires pour le réseau principal au Canada, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2004. La demande de droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2004 a été déposée le 26 janvier 2004. Elle sollicite un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. La première phase de l'audience permettra d'examiner toutes les questions soulevées dans la demande, exception faite du coût en capital, et

devrait débiter le 14 juin 2004 à Ottawa. La procédure de la deuxième phase de l'audience, qui portera sur le coût en capital, n'a pas encore été annoncée.

Autres entreprises de transport de gaz

Iroquois

Les nouvelles installations dans le cadre du projet de prolongement Eastchester du gazoduc Iroquois sont entrées en exploitation commerciale en février 2004. Il s'agit du premier grand gazoduc aménagé pour desservir la ville de New York depuis près de 40 ans.

Mise en valeur des régions nordiques

TCPL a repris les pourparlers avec l'État de l'Alaska (l'État) au sujet du tronçon alaskien du gazoduc de la route de l'Alaska. À la suite de ces pourparlers, TCPL est disposée à assumer un rôle de leadership pour ce qui est de la mise en œuvre, en Alaska, d'un projet de gazoduc détenu par des intérêts indépendants, en plus de continuer d'exercer le leadership qu'elle assume depuis longtemps en ce qui a trait à la partie canadienne du projet. TCPL ferait bon accueil à une éventuelle participation de sociétés autochtones et d'autres groupes de l'Alaska.

En avril 2004, TCPL a annoncé qu'elle avait signé un protocole d'entente avec l'État. Aux termes du protocole d'entente, TCPL s'est engagée à présenter une demande en vertu du *Stranded Gas Development Act* de l'État, et ce dernier reprendra le traitement de la demande de TCPL, depuis longtemps en suspens, au sujet d'une concession pour l'emprise sur les terres de l'État. TCPL détient les emprises complémentaires sur les terres fédérales en Alaska. Dans le protocole d'entente, l'État et TCPL reconnaissent l'importance critique des négociations fiscales préalables entre l'État et les producteurs du versant Nord.

Lorsque l'État aura accordé une emprise et que des ententes commerciales adéquates auront été conclues à l'appui du financement, TCPL serait disposée à transférer la concession de l'emprise à la société ou à l'association qui entreprendra la construction du projet en Alaska. Une telle société ou association pourrait appartenir en partie à TCPL. Tout transfert serait assujéti à une entente d'interconnexion exclusive avec TCPL à la frontière de l'Alaska et du Yukon.

Gaz naturel liquéfié

À l'occasion d'un référendum tenu le 9 mars 2004, les résidents de Harpswell, dans l'État du Maine, ont voté contre la location d'un emplacement détenu par la ville pour l'aménagement de l'installation de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL) de Fairwinds. Par conséquent, TCPL et son partenaire ConocoPhillips Company ont mis fin aux travaux dans le cadre de ce projet de GNL.

Gas Transmission Northwest Corporation

Comme l'indique le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2003 de TCPL, la société a conclu avec National Energy & Gas Transmission, Inc. et certaines de ses filiales (collectivement, NEGT) une entente d'achat d'actions qui prévoit l'acquisition de GTN au prix de 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US et sous réserve des ajustements de clôture. GTN possède et exploite deux réseaux de gazoducs, soit Gas Transmission Northwest Pipeline System et North Baja Pipeline System.

Le 25 mars 2004, le tribunal de la faillite a rendu une ordonnance approuvant certaines procédures de soumission relativement à cette vente. Si, à la fin du processus de vente aux enchères prévu dans l'entente d'achat d'actions et conformément à l'ordonnance sur les procédures de soumission, il est établi que la soumission de TCPL pour GTN est la plus élevée et autrement la meilleure, le tribunal de la faillite tiendra une audience, qui est actuellement prévue pour le 12 mai 2004, pour examiner l'approbation de l'entente d'achat d'actions.

Électricité

Ventes de centrales électriques à S.E.C. TransCanada Électricité

Le 29 mars 2004, TCPL a conclu un accord prévoyant la vente à S.E.C. Électricité de ses centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US. TCPL prévoit constater un gain d'environ 10 millions de dollars après impôts sur la vente de ces actifs. La vente est assujettie à certains ajustements postérieurs à la clôture, à l'approbation des porteurs de parts de S.E.C. Électricité le 29 avril 2004 et aux approbations réglementaires pertinentes. TCPL prévoit que la vente de ces actifs sera conclue le ou vers le 5 mai 2004. Une filiale en propriété exclusive de TCPL gère S.E.C. Électricité et l'exploitation des actifs détenus par S.E.C. Électricité; elle détient actuellement une participation de 35,6 % dans S.E.C. Électricité.

S.E.C. Électricité entend financer l'opération par le biais du placement de 8,11 millions de reçus de souscription, qui a été conclu le 15 avril 2004, et au moyen d'un prêt-relais d'une banque à charte canadienne. Dans le cadre du placement de reçus de souscription, TCPL a acheté 540 000 reçus de souscription à un prix total d'environ 20 millions de dollars. Une fois l'opération réalisée, la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité sera ramenée à environ 30,6 %.

À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui aura lieu le 29 avril 2004, il sera demandé aux porteurs de parts de S.E.C. Électricité d'approuver l'acquisition et de libérer S.E.C. Électricité de l'obligation de racheter toutes les parts non détenues par TCPL en 2017. TCPL prévoit que l'élimination de l'obligation de rachat et la réduction de sa participation donneront lieu à un gain d'environ 165 millions après impôts. Ce montant reflète principalement la constatation des gains non amortis sur des opérations antérieures de S.E.C. Électricité.

MacKay River

La centrale de cogénération de MacKay River, située dans le chantier de mise en valeur des sables bitumineux de Petro-Canada à MacKay River, a été déclarée comme étant contractuellement et commercialement en exploitation le 1^{er} février 2004. Cependant, des problèmes d'intégration au chantier font obstacle à l'exploitation commerciale soutenue. Ces problèmes devraient être réglés au cours du deuxième trimestre de 2004.

Renseignements sur les actions

Au 31 mars 2004, TCPL avait 480 668 109 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait, émises et en circulation, 4 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif série U et 4 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série Y au 31 mars 2004.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport trimestriel contient des énoncés prospectifs qui sont assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces énoncés pourraient différer des résultats ou des événements qui se produiront. Les facteurs en raison desquels les résultats ou événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les facteurs de concurrence dans le secteur des gazoducs et de l'électricité ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. Pour obtenir des renseignements complémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, prière de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. TCPL n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison.

États consolidés des résultats

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)
(en millions de dollars)

	2004	2003
Produits	1 233	1 336
Charges d'exploitation		
Coût des marchandises vendues	127	180
Autres coûts et charges	374	427
Amortissement	232	215
	<u>733</u>	<u>822</u>
Bénéfice d'exploitation	500	514
Autres charges (produits)		
Charges financières	195	204
Charges financières des coentreprises	14	22
Bénéfice de participation	(58)	(58)
Intérêts créditeurs et autres produits	(15)	(13)
	<u>136</u>	<u>155</u>
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	364	359
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	107	62
Futurs	23	74
Part des actionnaires sans contrôle	6	-
Bénéfice net	228	223
Charges sur les titres privilégiés	8	9
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	214	208

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)
(en millions de dollars)

	2004	2003
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	228	223
Amortissement	232	215
Impôts futurs	23	74
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(51)	(51)
Autres	(9)	(4)
Fonds provenant de l'exploitation	423	457
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(42)	(8)
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	381	449
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités abandonnées	(2)	4
	379	453
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(101)	(76)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	-	(409)
Montants reportés et autres	(45)	(18)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(146)	(503)
Activités de financement		
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(148)	(139)
Effets à payer (remboursés) émis, montant net	(229)	209
Dette à long terme émise	665	-
Réduction de la dette à long terme	(476)	(9)
Dette sans recours émise par les coentreprises	6	17
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(9)	(16)
Actions ordinaires émises	-	16
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(191)	78
Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	42	28
Encaisse et placements à court terme		
Au début de la période	337	212
Encaisse et placements à court terme	379	240
À la fin de la période		
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie		
Impôts sur les bénéfices payés	161	55
Intérêts payés	172	190

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	31 mars 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	379	337
Débiteurs	555	603
Stocks	161	165
Autres	110	88
	1 205	1 193
Placements à long terme	782	733
Immobilisations corporelles	17 336	17 460
Autres éléments d'actif	1 483	1 164
	20 806	20 550
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Effets à payer	138	367
Créditeurs	955	1 069
Intérêts courus	241	208
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	489	550
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	25	19
	1 848	2 213
Montant reportés	642	475
Dette à long terme	9 835	9 465
Impôts futurs	434	427
Dette sans recours des coentreprises	760	761
Débtures subordonnées de rang inférieur	19	22
	13 538	13 363
Part des actionnaires sans contrôle		
	85	82
Capitaux propres		
Titres privilégiés	672	672
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	4 632	4 632
Surplus d'apport	268	267
Bénéfices non répartis	1 259	1 185
Écart de conversion	(37)	(40)
	7 183	7 105
	20 806	20 550

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des bénéfices non répartis

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)
(en millions de dollars)

	2004	2003
Solde au début de l'exercice	1 185	854
Bénéfice net	228	223
Charges liées aux titres privilégiés	(8)	(9)
Dividendes sur les actions privilégiées	(6)	(6)
Dividende sur les actions ordinaires	(140)	(129)
	1 259	933

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers annuels de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, sauf dans la mesure indiquée ci-après. Les présents états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers annuels compris dans le rapport annuel 2003 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été retraités pour qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour la période considérée.

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. 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 de la société.

2. Modifications comptables

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, le chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA)*. Ce chapitre définit les normes de constatation et de présentation financières des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif lié à une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice durant lequel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une évaluation raisonnable de la juste valeur. Cette dernière est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Aucun montant n'a été constaté au titre des obligations de mise hors service d'immobilisations relativement à ces actifs, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime qu'il est raisonnable de présumer que tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations liés aux gazoducs réglementés seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. Cette modification comptable a fait augmenter de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice durant lequel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire lié aux immobilisations au 1^{er} janvier 2003. La juste valeur estimative du passif était de 9 millions de dollars au 31 mars 2004. La participation dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société nulle obligation légale en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative de l'obligation liée aux autres actifs de transport de gaz de TCPL au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de cette obligation était 2 millions de dollars au 31 mars 2004.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour le premier trimestre de 2004, ni sur celui des périodes antérieures.

Relations de couverture

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les modalités de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, le désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux modalités de cette nouvelle note d'orientation, TCPL a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été adoptée prospectivement et a entraîné une baisse de 2 millions de dollars du bénéfice net du premier trimestre de 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

Principes comptables généralement reconnus

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, le chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des principes comptables généralement reconnus

(PCGR) et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de l'application des PCGR. En vertu de cette norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du premier trimestre de 2004. Durant des périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas présentés au bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments actifs	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	949	960	284	376	-	-	1 233	1 336
Coût des marchandises vendues	-	-	(127)	(180)	-	-	(127)	(180)
Autres coûts et charges	(285)	(304)	(87)	(121)	(2)	(2)	(374)	(427)
Amortissement	(212)	(194)	(20)	(21)	-	-	(232)	(215)
Bénéfice (perte) d'exploitation	452	462	50	54	(2)	(2)	500	514
Charges financières, charges liées aux titres privilégiés et part des actionnaires sans contrôle	(192)	(196)	(2)	(2)	(21)	(21)	(215)	(219)
Charges financières des coentreprises	(14)	(22)	-	-	-	-	(14)	(22)
Bénéfice de participation	10	20	48	38	-	-	58	58
Intérêts créditeurs et autres produits	3	5	4	4	8	4	15	13
Impôts sur les bénéfices	(110)	(111)	(35)	(31)	15	6	(130)	(136)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	149	158	65	63	-	(13)	214	208

Total de l'actif

(en millions de dollars)	31 mars 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
Transport de gaz	16 908	16 974
Électricité	2 830	2 753
Siège social	1 058	812
Activités poursuivies	20 796	20 539
Activités abandonnées	10	11
	20 806	20 550

4. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments de gestion des risques et les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 sont présentés ci-après. Les tableaux tiennent compte de l'incidence des modifications comptables qui, à compter du 1^{er} janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la note 2, Modifications comptables – Relations de couverture.

Activités de gestion du change et des taux d'intérêt

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette libellée en dollars US, au risque de change lié aux charges libellées en dollars US ainsi qu'au risque de taux d'intérêt. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur les instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif) (en millions de dollars)	31 mars 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Taux de change				
Swaps de devises	(21)	(21)	(26)	(26)
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	23	23	2	15
En dollars US	9	9	-	8

Au 31 mars 2004, le montant nominal de référence des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 769 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	31 mars 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars US	44	44	2	37
Contrats de change à terme				
En dollars US	(4)	(4)	-	-

Au 31 mars 2004, le montant nominal de référence des swaps de taux d'intérêt était de 550 millions de dollars US (500 millions de dollars US au 31 décembre 2003) et le montant en capital des contrats de change à terme était de 200 millions de dollars US (néant au 31 décembre 2003).

5. Acquisition

Le 24 février 2004, TCPL a annoncé la conclusion d'une entente prévoyant l'acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) auprès de National Energy & Gas Transmission, Inc. au prix d'environ 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US. L'opération est assujettie aux ajustements de clôture. GTN est une société pipelinière qui possède et exploite deux réseaux de gazoducs. L'acquisition est assujettie à l'approbation du tribunal de la faillite et comprend un processus de vente aux enchères approuvé par le tribunal. La vente est également assujettie aux approbations réglementaires et à un examen au titre des lois antitrust.

6. Vente d'actifs

Le 29 mars 2004, TCPL a conclu un accord prévoyant la vente à S.E.C. Électricité de ses centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US. TCPL prévoit constater un gain d'environ 10 millions de dollars après impôts sur la vente de ces actifs. La vente est assujettie à certains ajustements postérieurs à la clôture, à l'approbation des porteurs de parts de S.E.C. Électricité et aux approbations réglementaires pertinentes. TCPL prévoit que la vente de ces actifs sera réalisée le ou vers le 5 mai 2004. À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui aura lieu le 29 avril 2004, on demandera aux porteurs de parts de S.E.C. Électricité d'approuver l'acquisition et de libérer S.E.C. Électricité de l'obligation de racheter toutes les parts non détenues par TCPL en 2017.

S.E.C. Électricité entend financer l'opération par le biais du placement de 8,11 millions de reçus de souscription qui a pris fin le 15 avril 2004 et au moyen d'un prêt-relais d'une banque à charte canadienne. Dans le cadre du placement de reçus de souscription, TCPL a acheté 540 000 reçus de souscription à un prix total d'environ 20 millions de dollars. Une fois l'opération réalisée, la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité sera ramenée de 35,6 % à environ 30,6 %. TCPL prévoit que l'élimination de l'obligation de rachat et la réduction de sa participation donneront lieu à un gain d'environ 165 millions de dollars après impôts. Ce montant reflète principalement la constatation des gains non amortis sur des opérations antérieures de S.E.C. Électricité.

TCPL est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs éventuels. Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 1 800 361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Debbie Stein au (403) 920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457. Relations avec les médias : Hejdi Feick/Kurt Kadatz au (403) 920-7859.

Site Internet de TCPL : <http://www.transcanada.com>