



TransCanada

Du possible au réel

TransCanada Corporation

Renseignements aux médias : Glenn Herchak/Hejdi Feick (403) 920-7877
Renseignements aux analystes : David Moneta/Debbie Stein (403) 920-7911

Communiqué

TransCanada affiche un solide rendement financier au troisième trimestre

Le conseil déclare un dividende trimestriel de 0,27 \$ par action

CALGARY, Alberta – Le 28 octobre 2003 – (TSE : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants du troisième trimestre et de l'exercice 2003 à ce jour

(Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

- Au troisième trimestre, le bénéfice net de TransCanada Corporation s'est établi à 248 millions de dollars (0,51 \$ par action). Ce chiffre tient compte du bénéfice net découlant des activités abandonnées, qui reflète le montant de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action) constaté au titre d'un gain initialement reporté d'environ 100 millions de dollars après impôts relativement à la cession, en 2001, de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société.
- TransCanada a inscrit un bénéfice net découlant des activités poursuivies de 198 millions de dollars (0,41 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2003. Ce chiffre est de 23 millions de dollars (0,04 \$ par action) supérieur à celui de 175 millions de dollars (0,37 \$ par action) constaté au troisième trimestre de 2002. Tous les secteurs d'activité de l'entreprise ont contribué à cette hausse de 13 pour cent.
- Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, le bénéfice net de TransCanada s'est établi à 658 millions de dollars (1,36 \$ par action), compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées, qui s'est élevé à 50 millions de dollars (0,10 \$ par action). Le bénéfice net pour la même période de l'exercice précédent s'était établi à 567 millions de dollars (1,19 \$ par action).

- Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, le bénéfice net découlant des activités poursuivies a augmenté de 41 millions de dollars (0,07 \$ par action) pour atteindre 608 millions de dollars (1,26 \$ par action), comparativement à 567 millions de dollars (1,19 \$ par action) pour les neuf premiers mois de 2002.
- Par rapport au troisième trimestre de 2002, les fonds provenant des activités poursuivies du troisième trimestre de 2003 ont augmenté de plus de 10 pour cent pour atteindre 516 millions de dollars.
- Les fonds provenant des activités poursuivies depuis le début de l'exercice ont été de 1 407 millions de dollars, alors qu'ils s'étaient élevés à 1 360 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2002.
- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré aujourd'hui un dividende trimestriel de 0,27 \$ par action ordinaire en circulation, pour le trimestre terminé le 31 décembre 2003. Ce dividende, qui constitue le 160^e dividende trimestriel consécutif versé par TransCanada et sa filiale sur les actions ordinaires, est payable le 30 janvier 2004 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2003.

« Au troisième trimestre, la concrétisation de nos stratégies fondamentales a progressé de façon satisfaisante. Nous avons assuré la croissance de nos entreprises essentielles dans le respect de l'excellence opérationnelle et nous avons maintenu et utilisé notre solidité financière, fait remarquer Hal Kvisle, chef de la direction de TransCanada. Nos actionnaires continueront de profiter de la stabilité de nos liquidités, de notre bilan et de nos résultats financiers. »

Faits nouveaux durant le troisième trimestre de 2003

Transport de gaz naturel

Conclusion de l'acquisition de Foothills

En août, TransCanada a mené à bien l'achat des participations restantes de Duke Energy Gas Transmission (Duke) dans Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) et ses filiales, au prix de 259 millions de dollars, y compris la prise en charge de la quote-part de Duke de la dette de Foothills, ce qui représente 154 millions de dollars. À la suite de cette opération, TransCanada détient désormais 100 pour cent de Foothills et de ses filiales.

Hausse de la participation dans Portland Natural Gas

En septembre, TransCanada a haussé de plus de 10 pour cent sa participation dans le réseau Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS), pour la porter à 43,42 pour cent. TransCanada a acheté une partie de la participation de DTE East Coast Pipeline Company dans PNGTS au prix d'environ 47,1 millions de dollars US, y compris la dette d'environ 27,8 millions de dollars US prise en charge. L'opération a été ratifiée le 29 septembre 2003.

En octobre, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un accord prévoyant l'acquisition de la participation de 29,64 pour cent d'El Paso Corporation's (El Paso) dans PNGTS, pour environ 137,2 millions de dollars US. Ce montant comprend la dette d'environ 80,7 millions de dollars US

prise en charge. L'opération devrait être ratifiée d'ici la fin de l'exercice, sous réserve que diverses conditions soient satisfaites, y compris les dispositions relatives au droit de première offre.

Aux termes du contrat de société de PNGTS, Société en commandite Gaz Métropolitain (Gaz Métropolitain), l'autre associé de PNGTS, a le droit d'acquiescer sa quote-part de la participation d'El Paso offerte. Gaz Métropolitain peut se prévaloir de ce droit pendant une période de trente jours suivant la réception d'un avis formel d'El Paso. Si ce droit de première offre n'est pas exercé, la participation de TransCanada dans Portland augmentera pour passer de 43,42 pour cent à 73,06 pour cent. Si Gaz Métropolitain exerçait son droit de première offre, la participation totale de TransCanada passerait à 61,71 pour cent. Le prix d'achat payé par TransCanada serait alors réduit proportionnellement.

PNGTS exploite un gazoduc interétatique d'une longueur de 471 kilomètres et d'une capacité de 220 millions de pieds cubes par jour, qui est relié au gazoduc de Trans Québec & Maritimes (détenu à 50 pour cent par TransCanada) près de Pittsburg, dans le New Hampshire.

Projet de GNL Fairwinds

En septembre, de concert avec ConocoPhillips Company, TransCanada a soumis des plans d'évaluation d'un emplacement dans le nord-est des États-Unis en vue d'y aménager une installation de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL). « Fairwinds », la société créée par les deux entreprises, a demandé aux résidents de la ville de Harpswell, située à environ 15 milles au nord-est de Portland, dans l'État du Maine, de voter sur la location d'un emplacement détenu par la ville pour l'aménagement de l'installation de GNL. Le scrutin est prévu pour le 20 janvier 2004.

« La demande de gaz en Amérique du Nord devrait excéder les approvisionnements classiques d'ici la fin de la présente décennie. Il faudra alors avoir accès à d'autres sources d'approvisionnements, y compris le gaz des régions nordiques et des importations de GNL, pour répondre à la demande du marché, a fait remarquer M. Kvisle. Nous avons l'intention de répondre en partie à ces besoins. Nous disposons des assises financières requises, nous connaissons le marché nord-américain du gaz naturel et nous possédons les gazoducs, l'expérience et la capacité nécessaires nous transporter le GNL, une fois regazéifié, à destination des marchés. »

Si les résidents de Harpswell approuvent la location de l'emplacement et si les approbations réglementaires requises sont obtenues par la suite, la construction de l'installation de GNL pourrait débuter en 2006, et l'installation pourrait devenir entièrement opérationnelle en 2009. Le gaz naturel en provenance de l'installation de GNL serait transporté par un nouveau gazoduc relié à un gazoduc existant dans le Maine.

Production d'électricité

Le 24 octobre 2003, TransCanada et Grandview Cogeneration Corporation, société affiliée à Irving Oil Limited (Irving), ont annoncé qu'elles avaient conclu un accord prévoyant la construction d'une centrale électrique de cogénération alimentée au gaz naturel et d'une puissance de 90 MW. La centrale sera aménagée à l'emplacement de la raffinerie d'Irving à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick), à un coût en capital estimatif de 85 millions de dollars.

La centrale de cogénération de Grandview sera aménagée et détenue par TransCanada. En vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, Irving alimentera la centrale en combustible et s'engage à acheter 100 pour cent de la chaleur et de l'électricité produites. Sous réserve des approbations

réglementaires, la construction de la centrale devrait débuter en novembre 2003. La mise en service de l'installation est prévue d'ici la fin de 2004.

Faits nouveaux en matière de réglementation

Décision de l'ONÉ au sujet des droits pour la canalisation principale en 2003

En juillet, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a fait connaître à TransCanada PipeLines Limited sa décision au sujet de la demande de droits pour le réseau principal en 2003. Dans sa décision, l'ONÉ a approuvé les principaux éléments de la demande, notamment une augmentation du prix plancher offert pour le service de transport interruptible, une augmentation du taux d'amortissement composé, qui passe de 2,89 pour cent à 3,42 pour cent, le maintien du programme incitatif au sujet du gaz combustible et la création d'une nouvelle zone de tarification dans le sud-ouest de l'Ontario.

« Il est encourageant de constater que l'ONÉ reconnaît notre besoin de gérer les risques à long terme inhérents au réseau principal au Canada, a affirmé M. Kvisle. Cette décision constitue une étape essentielle en vue d'assurer la rentabilité à long terme du réseau principal, pour le bénéfice de toutes les parties prenantes. »

Les tarifs prévus dans cette décision sont considérés comme provisoires jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale rende sa décision sur l'appel que TransCanada a interjeté à la suite de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande d'examen et de modification (RH-R-1-2002).

Demande tarifaire générale à la CESP A pour le réseau de l'Alberta en 2004 et audience générale sur les coûts en capital

En juillet, TransCanada et d'autres sociétés de services publics ont présenté des témoignages auprès de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA), dans le cadre de l'audience générale sur les coûts en capital. Dans sa demande pour le réseau de l'Alberta, TransCanada sollicitait un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de 11 pour cent, assorti d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 pour cent. L'audience de la CESP A devrait débuter en novembre 2003. La CESP A prévoit adopter une démarche normalisée pour déterminer le taux de rendement et la structure du capital pour tous les services publics relevant de sa compétence.

Le 30 septembre 2003, TransCanada a déposé auprès de la CESP A les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale pour le réseau de l'Alberta en 2004. Dans cette demande, TransCanada sollicite l'approbation de la base tarifaire pour le réseau de l'Alberta et des besoins en produits pour 2004. L'audience de la CESP A au sujet de la demande tarifaire générale de 2004 devrait débuter le 16 mars 2004.

Panne d'électricité

La panne d'électricité survenue dans l'ensemble de l'Ontario et dans le nord-est des États-Unis, le 14 août 2003, a suscité des interruptions imprévues à certaines centrales électriques de TransCanada. La majorité des installations a été remise en service en quelques heures seulement. Le gaz naturel a continué de s'écouler dans le réseau de gazoducs de TransCanada, certaines stations de compression fonctionnant grâce aux sources d'alimentation électrique auxiliaires. Cette panne n'a pas eu d'incidence marquée sur le bénéfice net de la Société.

« Les employés de nos centrales électriques et usines de gaz en Ontario et dans le nord-est des États-Unis ont redoublé d'effort, dans des circonstances exceptionnelles, pour réagir à la panne et collaborer avec les organismes de réglementation afin de rétablir le courant dans de nombreux

foyers, a fait savoir M. Kvisle. Grâce à leurs efforts, nos gazoducs et nos centrales ont affiché un rendement exceptionnel durant la panne d'électricité. »

Téléconférence – 13 h (heure des Rocheuses) / 15 h (heure de l'Est)

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 13 h (heure des Rocheuses) / 15 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du troisième trimestre de 2003 et de questions générales portant sur la Société. Les analystes, journalistes et autres intéressés désireux de participer à cette téléconférence doivent composer le 1 800 273-9672 ou le (416) 695-5806 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit, le 4 novembre 2003; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 1487808.

La conférence débutera par de brefs commentaires des membres de la haute direction de TransCanada, suivis d'une période de questions et réponses à l'intention des analystes. Une période de questions et réponses à l'intention des journalistes suivra immédiatement. La téléconférence sera également transmise en direct sur le site Web de TransCanada et archivée pour retransmission.

Au sujet de TransCanada

TransCanada est un chef de file du secteur énergétique nord-américain. La Société concentre ses activités sur le transport de gaz naturel et les services d'électricité, forte d'employés spécialisés dans ces domaines. Son réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive d'environ 38 000 kilomètres permet de transporter la plus grande partie du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les marchés à très forte croissance du Canada et des États-Unis. TransCanada détient, contrôle ou aménage des installations produisant plus de 4 700 mégawatts d'électricité - un tel volume d'électricité peut répondre à la demande de plus de 4,7 millions de foyers moyens. Les actions ordinaires de la Société sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour obtenir des renseignements complémentaires, consulter notre site Internet à www.transcanada.com

Points saillants des résultats financiers du troisième trimestre de 2003
(non vérifié)

Résultats d'exploitation (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Produits	1 391	1 285	4 038	3 876
Bénéfice net				
Activités poursuivies	198	175	608	567
Activités abandonnées	50	-	50	-
	248	175	658	567
Flux de trésorerie				
Fonds provenant des activités poursuivies	516	467	1 407	1 360
Dépenses en immobilisations	81	182	264	397
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	135	19	547	19
Données sur les actions ordinaires				
Bénéfice net par action - de base				
Activités poursuivies	0,41 \$	0,37 \$	1,26 \$	1,19 \$
Activités abandonnées	0,10	-	0,10	-
	0,51 \$	0,37 \$	1,36 \$	1,19 \$
Dividende par action	0,27 \$	0,25 \$	0,81 \$	0,75 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	482,1	478,9	481,1	478,0
Fin de la période	482,4	479,1	482,4	479,1



TransCanada

Du possible au réel

TRANSCANADA CORPORATION

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2003

Rapport trimestriel aux actionnaires

Aperçu des résultats consolidés

(non vérifié)

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

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Bénéfice net				
Activités poursuivies	198	175	608	567
Activités abandonnées	50	-	50	-
	248	175	658	567
Bénéfice net par action - de base				
Activités poursuivies	0,41 \$	0,37 \$	1,26 \$	1,19 \$
Activités abandonnées	0,10	-	0,10	-
	0,51 \$	0,37 \$	1,36 \$	1,19 \$

Analyse par la direction

L'analyse par la direction qui suit doit être lue à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada Corporation (TransCanada ou la Société) pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 ainsi que des notes y afférentes.

Résultats d'exploitation

Résultats consolidés

Au troisième trimestre de 2003, le bénéfice net de TransCanada s'est établi à 248 millions de dollars (0,51 \$ par action). Ce chiffre tient compte du bénéfice net découlant des activités abandonnées, qui reflète le montant de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action) constaté au titre d'un gain initialement reporté d'environ 100 millions de dollars après impôts relativement à la cession, en 2001, de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société.

TransCanada a inscrit un bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) de 198 millions de dollars (0,41 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2003. Ce chiffre est de

23 millions de dollars (0,04 \$ par action) supérieur à celui de 175 millions de dollars (0,37 \$ par action) inscrit au troisième trimestre de 2002. Tous les secteurs d'activité de l'entreprise ont contribué à cette hausse. Le résultat net supérieur de l'entreprise d'électricité comprenait un gain de 26 millions de dollars après impôts sur le placement de TransCanada dans Bruce Power L.P. (Bruce Power), en partie neutralisé par le recul du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements de l'Ouest de l'entreprise d'électricité. La hausse du résultat net de l'entreprise de transport s'explique surtout par la part de 11 millions de dollars qui revient à TransCanada des économies d'impôts futurs constatées par TransGas de Occidente; elle est en partie neutralisée par la baisse du bénéfice net du réseau de l'Alberta.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, le bénéfice net de TransCanada s'est établi à 658 millions de dollars (1,36 \$ par action) compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 50 millions de dollars (0,10 \$ par action), alors qu'il avait été de 567 millions de dollars (1,19 \$ par action) pour la période correspondante de 2002.

TransCanada a inscrit un résultat net de 608 millions de dollars (1,26 \$ par action) pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, contre 567 millions de dollars (1,19 \$ par action) pour la période correspondante de 2002. Cette hausse de 41 millions de dollars (0,07 \$ par action), entre les périodes de neuf mois de 2002 et de 2003, provient surtout de la progression du résultat net de l'entreprise d'électricité et du fléchissement des charges nettes du secteur Siège social, mais elle est en partie annulée par le recul du résultat net du secteur Transport.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, le résultat net de l'entreprise d'électricité comprenait un montant après impôts de 66 millions de dollars au titre de la participation acquise dans Bruce Power en février 2003, ainsi qu'un montant après impôts de 19 millions de dollars au titre d'un gain découlant d'un règlement conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements aux termes de contrats à terme d'électricité. Ce montant représente la valeur des contrats à terme qui ont été résiliés lorsque la contrepartie a manqué à ses engagements. Ces hausses sont en partie contrebalancées par la baisse du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements du nord-est des États-Unis, conjuguée à l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien.

La diminution des charges du secteur Siège social depuis le début de 2003, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, s'explique surtout par la baisse de la tranche des frais généraux et administratifs qui est liée aux services à l'appui des activités abandonnées, par les frais d'intérêts nets inférieurs et par l'incidence positive des taux de change.

Le recul du résultat net du secteur Transport pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, comparativement à la même période de l'exercice précédent, découle principalement de la baisse du résultat net du réseau de l'Alberta en 2003, qui reflète le règlement annuel au sujet des besoins en produits fixes conclu par TransCanada et ses parties prenantes en février 2003. En juin 2002, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a fait connaître à TransCanada sa décision sur la demande concernant le rendement équitable (demande sur le rendement équitable), demande qui portait sur le mode de détermination du coût en capital à inclure dans le calcul des droits définitifs de 2001 et 2002 pour le réseau principal au Canada. Les résultats des neuf mois terminés le 30 septembre 2002 comprenaient un bénéfice après impôts de 30 millions de dollars reflétant l'incidence de la décision au sujet de la demande sur le rendement équitable pour 2001 (16 millions de dollars) et pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2002 (14 millions de dollars). Les résultats des neuf mois terminés le 30 septembre 2002 comprenaient en outre la quote-part de 7 millions de dollars

revenant à TransCanada à la suite d'une décision rendue en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation du Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs.

D'un montant de 516 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2003, les fonds provenant des activités poursuivies ont augmenté de 49 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2002. Les fonds provenant des activités poursuivies ont augmenté de 47 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent pour totaliser 1 407 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003.

Aperçu des résultats par secteur

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Transport	160	154	462	491
Électricité	50	35	176	116
Siège social	(12)	(14)	(30)	(40)
Activités poursuivies	198	175	608	567
Activités abandonnées	50	-	50	-
Bénéfice net	248	175	658	567

Transport

Le résultat net de l'entreprise de transport s'est élevé respectivement à 160 millions de dollars et à 462 millions de dollars pour le trimestre et pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, alors qu'il avait été de 154 millions de dollars et de 491 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2002.

Aperçu des résultats - Transport

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Gazoducs détenus en propriété exclusive				
Réseau de l'Alberta	50	56	136	158
Réseau principal au Canada	73	72	215	232
Foothills*	5	4	14	13
Réseau de la Colombie-Britannique	-	1	4	4
	128	133	369	407
Entreprises pipelinières nord-américaines				
Great Lakes	10	13	38	49
Iroquois	4	4	15	15
TC Pipelines, LP	4	4	11	12
Portland	-	-	7	2
Ventures LP	3	2	7	5
Trans Québec & Maritimes	2	2	6	6
CrossAlta	-	2	4	9
TransGas de Occidente	13	3	20	5
Régions nordiques	(1)	(3)	(2)	(5)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(3)	(6)	(13)	(14)
	32	21	93	84
Résultat net	160	154	462	491

* Les participations restantes dans Foothills, non détenues antérieurement par TransCanada, ont été acquises en août 2003. Les montants présentés dans le tableau reflètent la participation proportionnelle de TransCanada dans le bénéfice de Foothills antérieurement à l'acquisition en question, et une participation de 100 pour cent par la suite.

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Pour le troisième trimestre de 2003, le résultat net du réseau de l'Alberta a diminué de 6 millions de dollars pour s'établir à 50 millions de dollars, alors qu'il avait été de 56 millions de dollars pour le même trimestre en 2002. D'un montant de 136 millions de dollars, le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2003 a diminué de 22 millions de dollars comparativement à la même période en 2002. Ce recul s'explique surtout par la baisse du résultat en raison du règlement annuel conclu en février 2003 au sujet des besoins en produits pour le réseau de l'Alberta en 2003 (le règlement de 2003). Le règlement de 2003 comprend des produits fixes requis de 1,277 milliard de dollars, avant certains rajustements inhabituels, comparativement à 1,347 milliard de dollars en 2002. On prévoit désormais que le résultat net annuel du réseau de l'Alberta en 2003, qui devait initialement être inférieur d'environ 40 millions de dollars au résultat net annuel de 214 millions de dollars inscrit en 2002, sera d'environ 30 millions de dollars inférieur au résultat net de 2002. Ces prévisions plus favorables en matière de résultat net pour 2003 s'expliquent principalement par les frais de financement et d'exploitation inférieurs aux prévisions initiales.

Par rapport aux périodes correspondantes de 2002, le résultat net du réseau principal au Canada a augmenté de 1 million de dollars et diminué de 17 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2003. Ce recul du résultat net pour l'exercice

2003 à ce jour, comparativement au chiffre inscrit pour la même période en 2002, découle principalement de la décision de l'ONÉ sur le rendement équitable, qui a donné lieu à la constatation, en juin 2002, d'un bénéfice net de 16 millions de dollars relativement à l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Le résultat net de 2003 tient compte de la majoration du taux de rendement approuvé sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,53 pour cent en 2002 à 9,79 pour cent en 2003, mais cette majoration est en partie neutralisée par la diminution de la base d'investissement moyenne.

En décembre 2002, l'ONÉ a approuvé la demande dans laquelle TransCanada sollicitait l'imputation de droits provisoires pour le service de transport à compter du 1^{er} janvier 2003. En août 2003, l'ONÉ a approuvé des droits provisoires que la Société imputera pour la période allant du 1^{er} septembre 2003 au 31 décembre 2003. L'ONÉ a décrété que les droits provisoires demeureront en vigueur jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale rende sa décision sur la demande d'examen et de modification de TransCanada au sujet du rendement équitable.

Le 15 août 2003, TransCanada a acheté à Duke Energy Gas Transmission (Duke) les participations restantes dans Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) et ses filiales au prix de 259 millions de dollars. Ce montant comprend la prise en charge de la quote-part de la dette de Foothills revenant à Duke, soit 154 millions de dollars. Le bénéfice net antérieur à l'acquisition tient compte des participations précédentes de TransCanada dans Foothills. Avant l'acquisition, TransCanada détenait directement et indirectement une participation de 50 pour cent dans Foothills, de 69,5 pour cent dans Foothills (Sask.), de 74,5 pour cent dans Foothills (Alta.) et de 74,5 pour cent dans Foothills (South B.C.).

Données sur l'exploitation

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié)	Réseau de l'Alberta*		Réseau principal au Canada**		Foothills***		Réseau de la C.-B.	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	4 909	5 089	8 601	8 909	742	***	237
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)								
Total	2 893	3 076	1 990	1 950	813	***	227	270
Moyenne quotidienne	10,6	11,3	7,3	7,1	3,0	***	0,8	1,0

* Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 2 926 milliards de pieds cubes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 (3 094 milliards de pieds cubes en 2002); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,7 milliards de pieds cubes (11,3 milliards de pieds cubes en 2002).

** Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 572 milliards de pieds cubes (1 665 milliards de pieds cubes en 2002), soit une moyenne quotidienne de 5,8 milliards de pieds cubes (6,1 milliards de pieds cubes en 2002).

*** Les participations restantes dans Foothills ont été acquises en août 2003. Dans le tableau, les volumes de livraison depuis le début de 2003 représentent 100 pour cent de Foothills.

Entreprises pipelinières nord-américaines

La quote-part revenant à TransCanada du résultat net de ses autres entreprises de transport, pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, a totalisé respectivement 32 millions de dollars et 93 millions de dollars.

Le résultat net du troisième trimestre de 2003 a été de 11 millions de dollars supérieur à celui du trimestre correspondant en 2002, principalement en raison de la quote-part de 11 millions de dollars revenant à TransCanada au titre d'économies d'impôts futurs constatées par TransGas de Occidente. En outre, le bénéfice d'exploitation de Ventures LP a augmenté et les dépenses consacrées à la mise en valeur des régions nordiques ont diminué. Ces hausses ont été en partie neutralisées par la contribution moins élevée de CrossAlta, les frais d'exploitation plus élevés de Great Lakes et l'incidence du fléchissement de la devise américaine.

Les résultats des neuf premiers mois de 2002 comprenaient la quote-part de 7 millions de dollars revenant à TransCanada à la suite d'une décision rendue en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation du Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. Compte non tenu de l'incidence de la décision rendue en faveur de Great Lakes en 2002, le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2003 s'est accru de 16 millions de dollars comparativement à la même période en 2002. Par rapport à la période correspondante de 2002, la quote-part du résultat net de Portland revenant à TransCanada a augmenté de 5 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, principalement en raison du règlement tarifaire conclu au début de 2003 et d'un ajustement d'amortissement positif subséquemment apporté aux résultats de 2002 et constaté par TransCanada en 2003. En outre, les résultats de TransGas Occidente se sont accrus en raison des droits contractuels supérieurs et de la constatation d'économies d'impôts futurs. Ces augmentations ont été en partie neutralisées par la baisse des résultats de CrossAlta et le fléchissement du dollar américain.

Électricité

Aperçu des résultats - Électricité

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	26	40	129	101
Établissements du nord-est des États-Unis	30	27	91	114
Placement dans Bruce Power L.P.	38	-	92	-
Placement dans S.E.C. Électricité	8	9	26	27
Frais généraux, administratifs et de soutien	(23)	(17)	(66)	(48)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	79	59	272	194
Charges financières	(2)	(3)	(8)	(9)
Impôts sur les bénéfices	(27)	(21)	(88)	(69)
Résultat net	50	35	176	116

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 50 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2003, soit 15 millions de dollars de plus que le chiffre de 35 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2002. La tranche du résultat qui découlait de la participation récemment acquise dans Bruce est la principale raison expliquant cette hausse. Cette dernière a toutefois été en partie neutralisée par le recul de la contribution des établissements de l'ouest des États-Unis ainsi que par l'augmentation des frais généraux, administratifs et de soutien.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre, le résultat net a été de 176 millions de dollars, soit une hausse de 60 millions de dollars comparativement à la même période en 2002. Les principaux facteurs expliquant cette hausse ont été le résultat de Bruce Power, un règlement négocié durant le deuxième trimestre de 2003 pour les établissements de l'Ouest, pour un montant représentant la

valeur des contrats à terme d'électricité qui liaient une ancienne contrepartie et qui ont été résiliés, ainsi que l'ajout de la centrale de ManChief vers la fin de 2002. Cette hausse a toutefois été en partie neutralisée par le recul des résultats des établissements du nord-est des États-Unis ainsi que par l'augmentation 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 26 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 septembre 2003, soit 14 millions de dollars de moins que pour la même période en 2002. Ce repli découle des prix inférieurs obtenus pour les ventes d'électricité et du coût supérieur du gaz naturel combustible utilisé par l'installation de noir de carbone du sud de l'Alberta en 2003, en partie neutralisé par la contribution de la centrale de Manchief.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont totalisé 129 millions de dollars. Par rapport à la période correspondante de 2002, ce chiffre représentait une hausse de 28 millions de dollars principalement attribuable à l'incidence positive de 31 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts) sur le bénéfice, du fait du règlement conclu, en juin 2003, avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements aux termes de contrats à terme d'électricité. L'acquisition de ManChief, en 2002, a également contribué à rehausser le bénéfice d'exploitation. Ces hausses ont été partiellement neutralisées par l'incidence, en 2003, des prix inférieurs obtenus pour l'ensemble des ventes d'électricité et du coût supérieur du gaz naturel combustible utilisé par l'installation de noir de carbone du sud de l'Alberta.

Établissements du nord-est des États-Unis

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements du nord-est des États-Unis ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2002, pour totaliser 30 millions de dollars. Cette progression découle principalement de l'accroissement du débit à l'installation hydroélectrique de Curtis Palmer.

Les établissements du nord-est des États-Unis ont affiché un bénéfice d'exploitation et des produits divers de 91 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003. Comparativement à la même période en 2002, il s'agit d'un recul de 23 millions de dollars qu'on peut principalement attribuer au coût supérieur du gaz combustible utilisé à Ocean State Power (OSP) compte tenu d'un processus d'arbitrage, au fait que, par rapport à 2002, les débouchés ont été moindres durant la première moitié de 2003, et à l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain. OSP s'entretient actuellement avec son fournisseur de gaz combustible en vue de modifier le prix de ses approvisionnements en combustible.

*Participation dans Bruce Power L.P.***Bruce Power L.P. (base de 100 pour cent)**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestre terminé le 30 septembre 2003	Neuf mois terminés le 30 septembre 2003
Produits	297	939
Charges d'exploitation	196	599
Bénéfice d'exploitation	101	340
Charges financières	17	49
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	84	291
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices *	27	66
Ajustements **	11	26
Bénéfice de TransCanada provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	38	92

* TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation dans Bruce Power le 14 février 2003. Pour la période allant du 14 février au 30 septembre 2003, 100 pour cent du bénéfice avant impôts sur les bénéfices de Bruce Power a totalisé 210 millions de dollars.

** Se reporter à la note 7 afférente aux états financiers du 30 septembre 2003 pour une explication de l'amortissement du prix d'achat.

Pour le troisième trimestre de 2003, le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power s'est élevé à 38 millions de dollars, comparativement à 16 millions de dollars au deuxième trimestre de 2003. Cette hausse découle de la production accrue par rapport à celle du deuxième trimestre de 2003, du fait qu'un arrêt d'exploitation prévu pour entretien préventif des réacteurs de Bruce B a duré pendant presque tout le deuxième trimestre. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le troisième trimestre de 2003 se sont situés à 45 \$ par mégawatt-heure (MWh), des prix comparables à ceux du deuxième trimestre de 2003. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, le prix moyen réalisé s'est établi à environ 49 \$ par MWh. Environ 34 pour cent de la production a été vendue sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le troisième trimestre de 2003, le reste faisant l'objet de contrats de vente à plus long terme.

La quote-part de la production d'électricité revenant à TransCanada au troisième trimestre de 2003 a totalisé 2 041 gigawatts-heures (GWh), comparativement à 1 681 GWh au deuxième trimestre de 2003. Les réacteurs de Bruce B ont fonctionné avec une disponibilité moyenne de 94 pour cent au troisième trimestre de 2003. Pour la période écoulée entre la prise de possession des installations par TransCanada et le 30 septembre 2003, la disponibilité moyenne a été de 88 pour cent.

Le 7 octobre 2003, le quatrième réacteur de Bruce A a commencé à produire de l'électricité pour alimenter le réseau électrique de l'Ontario. Une fois les essais du système d'arrêt effectués et évalués, le quatrième réacteur de Bruce A sera synchronisé de nouveau avec le réseau électrique et redémarré jusqu'à ce qu'il atteigne sa pleine puissance. En outre, Bruce Power prend les mesures nécessaires pour la levée de l'état d'arrêt garanti de la Commission canadienne de sûreté nucléaire pour le troisième réacteur de Bruce A. Une fois l'état d'arrêt garanti levé, le troisième réacteur de Bruce A sera soumis aux mêmes essais et procédés de mise en services que le quatrième réacteur de Bruce A. Les coûts de redémarrage cumulatifs engagés par Bruce Power pour les deux réacteurs de Bruce A, jusqu'à la fin de septembre 2003, se sont élevés à environ 688 millions de dollars. Bruce Power a engagé environ 315 millions de dollars dans le cadre du programme de redémarrage des deux réacteurs durant les neuf premiers mois de 2003, dont 80 millions de dollars ont été engagés

au troisième trimestre de 2003. TransCanada détient une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power est directement soumis à l'incidence des fluctuations des prix du marché de gros au comptant ainsi que de la disponibilité générale des centrales, elle-même touchée par les travaux d'entretien préventif et correctif. L'entretien préventif du huitième réacteur de Bruce B a débuté le 20 septembre 2003, et devrait se poursuivre jusqu'au milieu du quatrième trimestre de 2003. Pour réduire sa vulnérabilité aux prix du marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe visant une production d'environ 1 850 mégawatts (MW) pour le reste de 2003.

Participation dans S.E.C. Électricité

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, soit 8 millions de dollars et 26 millions de dollars respectivement, ont été comparables aux résultats des périodes correspondantes de 2002.

Frais généraux, administratifs et de soutien

Les frais généraux, administratifs et de soutien pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 ont augmenté respectivement de 6 millions de dollars et de 18 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2002. Cette hausse découle principalement de l'augmentation des frais de soutien dans le cadre de l'investissement que maintient la Société dans S.E.C. Électricité.

Volumes des ventes d'électricité*

(non vérifié) (en gigawatts-heure)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	3 068	2 876	9 324	9 201
Établissements du nord-est des États-Unis	1 719	1 542	5 112	4 117
Placement dans Bruce Power L.P. **	2 041	s.o.	4 809	s.o.
Placement dans S.E.C. Électricité	582	651	1 604	1 779
Total	7 410	5 069	20 849	15 097

* Les volumes des ventes d'électricité comprennent la participation de TransCanada dans la production de Bruce Power L.P. (31,6 pour cent) et la production aux termes de la convention d'achat d'électricité de Sundance B (50 pour cent).

** Acquisition en février 2003. Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de TransCanada pour la période allant du 14 février 2003 au 30 septembre 2003.

Disponibilité moyenne**pondérée des centrales***
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	91 %	98 %	93 %	97 %
Établissements du nord-est des États-Unis	99 %	99 %	92 %	99 %
Placement dans Bruce Power L.P. **	94 %	s.o.	88 %	s.o.
Placement dans S.E.C. Électricité	99 %	98 %	95 %	94 %
Toutes les centrales	96 %	99 %	91 %	97 %

* Les arrêts d'exploitation prévus et non prévus réduisent la disponibilité des centrales.

** Acquisition en février 2003. La disponibilité pour TransCanada vise la période allant du 14 février 2003 au 30 septembre 2003 et se rapporte aux réacteurs de Bruce B seulement.

Siège social

Pour les trimestres terminés les 30 septembre 2003 et 2002, les charges nettes se sont élevées respectivement à 12 millions de dollars et 14 millions de dollars. Ce repli de 2 millions de dollars est surtout attribuable à la baisse des frais généraux et administratifs liés aux services à l'appui des activités abandonnées.

Les charges nettes ont totalisé 30 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, comparativement à 40 millions de dollars pour la même période en 2002. Cette diminution de 10 millions de dollars provient surtout de la baisse des frais généraux et administratifs liés aux services à l'appui des activités abandonnées, de la baisse des frais d'intérêt inférieurs ainsi que de l'incidence positive des taux de change comparativement à la même période de l'exercice précédent.

Activités abandonnées

En juillet 2001, le conseil d'administration a approuvé un plan de cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. Les cessions prévues aux termes de ce plan avaient essentiellement été menées à bien au 31 décembre 2001. La Société a réduit les risques associés au passif éventuel lié aux activités de commercialisation du gaz cédées en obtenant d'une filiale de Mirant Corporation (Mirant) certains contrats en vigueur en juin et juillet 2003, et en effectuant simultanément des opérations de couverture des risques de prix du marché découlant de ces contrats. La Société continue d'assumer des responsabilités éventuelles relativement à certaines obligations résiduelles.

La Société a revu, au 30 septembre 2003, sa provision pour pertes liée aux activités abandonnées, ainsi que le gain reporté, en tenant compte des incidences possibles du fait que Mirant a invoqué la protection de la loi sur les faillites en juillet 2003, ainsi que des incidences de la limitation des responsabilités éventuelles susmentionnées. Par suite de cette revue, une tranche de 50 millions de dollars du gain reporté initial d'environ 100 millions de dollars après impôts a été constatée dans les résultats au troisième trimestre de 2003. En outre, TransCanada a conclu que le reste de la provision était adéquat et que le report du solde du gain après impôts reporté concernant l'entreprise de commercialisation du gaz cédée, soit environ 50 millions de dollars, était approprié.

Liquidités et ressources en capital

Fonds provenant de l'exploitation

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, les fonds provenant des activités poursuivies ont totalisé respectivement 516 millions de dollars et 1 407 millions de dollars, comparativement à 467 millions de dollars et 1 360 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2002.

TransCanada estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de continuer de disposer des ressources et de la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue est adéquate et demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2002.

Activités d'investissement

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, les dépenses en immobilisations, exception faite des acquisitions, ont totalité respectivement 81 millions de dollars (182 millions de dollars en 2002) et 264 millions de dollars (397 millions de dollars en 2002). Elles se rapportaient principalement au projet de prolongement jusqu'à la ville de New York du réseau Eastchester d'Iroquois, actuellement en cours, à l'entretien et à la capacité des gazoducs détenus en propriété exclusive ainsi qu'à la construction de la centrale électrique de MacKay River en Alberta.

Les acquisitions réalisées durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 ont totalisé 547 millions de dollars (19 millions de dollars en 2002) et représentaient principalement :

- au troisième trimestre de 2003, l'acquisition des participations restantes dans Foothills, au prix d'environ 105 millions de dollars;
- au troisième trimestre de 2003, l'accroissement de la participation dans Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS), pour la porter à 43,42 pour cent, en contrepartie d'environ 19,3 millions de dollars US; et
- au premier trimestre de 2003, l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power au prix d'environ 409 millions de dollars, y compris les ajustements de clôture.

En outre, TransCanada a pris en charge une dette de 154 millions de dollars dans le cadre de l'acquisition de Foothills.

Activités de financement

TransCanada a utilisé une partie de ses liquidités pour rembourser des emprunts à long terme de 386 millions de dollars venus à échéance durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2003. En juin 2003, la Société a émis pour 350 millions de dollars US de billets comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,00 pour cent. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, les billets en circulation avaient augmenté pour atteindre 279 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme avaient augmenté de 195 millions de dollars.

En juillet 2003, TransCanada a racheté, pour un montant de 160 millions de dollars US, la totalité de ses débetures subordonnées de rang inférieur 8,75 pour cent, aussi dénommées titres privilégiés à dividende cumulatif émis par la fiducie. Les détenteurs de ces débetures ont reçu

25,0122 \$ US par tranche de capital de 25,00 \$ US, montant qui comprenait les intérêts courus et impayés jusqu'à la date de rachat.

Dividendes

Le 28 octobre 2003, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre terminé le 31 décembre 2003, un dividende trimestriel de 0,27 \$ par action ordinaire en circulation. Il s'agit du 160^e dividende trimestriel consécutif versé par TransCanada et sa filiale sur les actions ordinaires. Le dividende est payable le 30 janvier 2004 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2003.

Gestion des risques

Pour ce qui est des activités poursuivies, les risques de marché, les risques financiers et les risques de contreparties de TransCanada demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2002. Se reporter à l'explication au sujet de la gestion des risques liés aux activités abandonnées, à la rubrique Résultats d'exploitation – Activités abandonnées. L'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Les processus inhérents à la fonction de gestion des risques de TransCanada sont conçus pour assurer que les risques soient adéquatement cernés, quantifiés, déclarés et gérés. Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TransCanada cadrent avec les objectifs commerciaux de la Société et avec sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés dans les limites établies par le conseil d'administration et mises en application par la haute direction, sous la surveillance du personnel chargé de la gestion des risques, et vérifiés par le personnel de vérification interne.

TransCanada gère les risques de marché et les risques financiers auxquels elle est exposée conformément à ses lignes de conduite en matière de risques de marché et aux limites établies pour ses positions. Les principaux risques de marché auxquels la Société est exposée sont attribuables à la volatilité des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les risques liés aux contreparties auxquels TransCanada est exposée découlent du manquement d'une contrepartie à ses engagements financiers contractuels, et ils sont gérés conformément à sa politique de gestion des risques liés aux contreparties.

Contrôles et procédures

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TransCanada, de concert avec le président et chef de la direction ainsi qu'avec 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 TransCanada 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 n'y a eu, dans les contrôles internes de TransCanada régissant la présentation de l'information financière, aucun changement qui aurait eu ou qui aurait été susceptible d'avoir une incidence significative sur les contrôles internes de TransCanada en matière de présentation de l'information financière.

Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TransCanada, à laquelle aucun changement n'a été apporté depuis le 31 décembre 2002, concerne le fait que ses activités réglementées sont comptabilisées selon les exigences de la réglementation. L'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, renferme des renseignements complémentaires sur la convention comptable d'importance critique.

Estimations comptables critiques

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des états financiers consolidés de la Société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Les estimations comptables critiques de TransCanada du 31 décembre 2002 demeurent la dotation aux amortissements ainsi que certains gains après impôts reportés et certaines obligations résiduelles relatives à l'entreprise de commercialisation du gaz. La rubrique Résultats d'exploitation – Activités abandonnées et l'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, renferment des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

Perspectives

La contribution de Bruce Power et le règlement conclu avec une ancienne contrepartie devraient donner lieu à un résultat net supérieur aux prévisions pour l'entreprise d'électricité en 2003. Les perspectives pour le réseau de l'Alberta se sont améliorées depuis décembre 2002. La rubrique « Transport », sous les résultats d'exploitation, renferme un complément d'information à ce sujet. Les perspectives pour les autres secteurs d'activité de la Société sont relativement inchangées depuis le 31 décembre 2002. L'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, 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 et l'électricité. Le raffermissement du dollar canadien en 2003, comparativement à la devise américaine, n'a pas et ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de TransCanada. 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 TransCanada PipeLines 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

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

En juillet 2003, TransCanada et d'autres sociétés de services publics ont présenté des témoignages dans le cadre de l'audience générale sur les coûts en capital de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA). Dans sa demande tarifaire générale, TransCanada a sollicité l'approbation d'un rendement de 11 pour cent sur le capital, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 pour cent. Au terme de l'audience, la CESPA prévoit adopter une stratégie normalisée permettant de déterminer le taux de rendement et la structure du capital pour tous les services publics relevant de sa compétence. L'audience devrait débuter le 12 novembre 2003.

En septembre 2003, TransCanada a déposé auprès de la CESPA 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 pour cent soit porté à 4,13 pour cent. L'audience de la CESPA au sujet de la première phase de la demande tarifaire pour 2004 devrait débuter le 16 mars 2004, à Calgary. Les documents requis pour la deuxième phase de la demande, qui vise principalement les modalités des tarifs et les services, devraient être déposés auprès de la CESPA le 14 novembre 2003.

Réseau principal au Canada

En juillet 2003, l'ONÉ a rendu sa décision au sujet de la demande de droits pour le réseau principal de TransCanada en 2003. Dans sa décision, l'ONÉ a approuvé tous les principaux éléments de la demande, notamment une augmentation du taux d'amortissement composé, qui passe de 2,89 pour cent à 3,42 pour cent, la création d'une nouvelle zone de tarification dans le sud-ouest de l'Ontario, une augmentation du prix plancher offert pour le service de transport interruptible et le maintien du programme incitatif au sujet du gaz combustible. Les droits prévus dans cette décision sont considérés comme provisoires jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale se prononce sur l'appel que TransCanada a interjeté à la suite de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande d'examen et de modification (RH-R-1-2002).

En juillet 2003, TransCanada a déposé un avis d'appel auprès de la Cour d'appel fédérale et a signifié un avis d'appel à toutes les parties que la demande d'examen et de modification intéresse. La cause sera entendue dans le cadre d'une audience qui aura lieu vers la fin de l'exercice au ou début de 2004.

Foothills

En août 2003, TransCanada a mené à bien l'achat des participations restantes de Duke dans Foothills et ses filiales, au prix de 259 millions de dollars, y compris la prise en charge de la quote-part de Duke de la dette de Foothills, ce qui représente 154 millions de dollars. À la suite de cette opération, TransCanada détient désormais 100 pour cent de Foothills et de ses filiales. Foothills et

ses filiales détiennent les certificats de construction du tronçon canadien dans le cadre du projet de la route de l'Alaska, qui permettrait d'acheminer le gaz naturel de Prudhoe Bay depuis l'Alaska jusqu'aux marchés canadiens et américains. Le tronçon du gazoduc de Foothills est en exploitation depuis plus de 20 ans et permet d'acheminer le gaz albertain jusqu'aux marchés américains avant que les réserves de l'Alaska ne soient raccordées. Les filiales de Foothills et TransCanada détiennent également des certificats de construction pour le tronçon de l'Alaska dans le cadre du projet.

Entreprises pipelinières nord-américaines

Portland

Au troisième trimestre de 2003, TransCanada a exercé son droit contractuel de hausser sa participation dans PNGTS pour la porter de 33,29 pour cent à 43,42 pour cent. Le 29 septembre 2003, la participation supplémentaire a été achetée à DTE East Coast Pipelines Company au prix d'environ 47,1 millions de dollars US, y compris la dette d'environ 27,8 millions de dollars US prise en charge.

Le 18 octobre 2003, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un accord prévoyant l'acquisition de la participation de 29,64 pour cent d'El Paso Corporation (El Paso) dans PNGTS pour environ 137,2 millions de dollars US. Ce montant comprend la dette d'environ 80,7 millions de dollars US prise en charge. L'opération devrait être ratifiée d'ici la fin de l'exercice, sous réserve que diverses conditions soient satisfaites, y compris les dispositions relatives au droit de première offre.

Aux termes du contrat de société de PNGTS, Société en commandite Gaz Métropolitain (Gaz Métropolitain), l'autre associé de PNGTS, a le droit d'acquiescer sa quote-part de la participation d'El Paso offerte. Gaz Métropolitain peut se prévaloir de ce droit pendant une période de trente jours suivant la réception d'un avis formel d'El Paso. Si ce droit de première offre n'est pas exercé, la participation de TransCanada dans Portland augmentera pour passer de 43,42 pour cent à 73,06 pour cent. Si Gaz Métropolitain exerçait son droit de première offre, la participation totale de TransCanada passerait à 61,71 pour cent. Le prix d'achat payé par TransCanada serait alors réduit proportionnellement.

PNGTS exploite un gazoduc interétatique d'une longueur de 471 kilomètres et d'une capacité de 220 millions de pieds cubes par jour qui est relié au gazoduc de Trans Québec & Maritimes (détenu à 50 pour cent par TransCanada) près de Pittsburg, dans le New Hampshire.

Iroquois

À la suite de retards dans les travaux de construction dans le cadre du projet de prolongement Eastchester, la date de mise en service a été reportée.

Gaz naturel liquéfié

En septembre 2003, TransCanada et ConocoPhillips Company ont annoncé la création de la société Fairwinds pour évaluer conjointement un emplacement situé à Harpswell, dans l'État du Maine, en vue d'y aménager une installation de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). Les résidents de la ville de Harpswell ont été invités à voter sur la location d'un emplacement détenu par la ville pour l'aménagement de l'installation. Si la location de l'emplacement est approuvée et si les approbations réglementaires requises sont obtenues par la suite, la construction de l'installation de

GNL pourrait débuter en 2006, et l'installation pourrait devenir entièrement opérationnelle en 2009. Le gaz naturel en provenance de l'installation de GNL serait acheminé par gazoducs à destination des marchés du nord-est des États-Unis.

Électricité

En août 2003, TransCanada a amorcé avec succès ses activités aux termes d'un contrat d'achat de services d'électricité conclu avec le gouvernement de l'Ontario par le truchement de la Société financière de l'industrie de l'électricité en Ontario (SFIÉO). Aux termes du contrat, TransCanada fournira 110 MW d'électricité à partir d'une installation temporaire attenante au réseau principal au Canada, près de Cobourg (Ontario), pour une période se terminant dès le 31 décembre 2003. La SFIÉO peut à son gré prolonger le contrat de service jusqu'au 30 avril 2004. L'installation de Cobourg était entièrement fonctionnelle et en service le 10 août 2003.

Une panne d'électricité touchant la majorité de l'Ontario et le nord-est des États-Unis, le 14 août 2003, a suscité des interruptions imprévues à certaines centrales électriques de TransCanada. La majorité des installations a été remise en service en quelques heures seulement. TransCanada a par ailleurs été en mesure de fournir de l'électricité supplémentaire sur le marché de l'Ontario par l'entremise de son installation à Cobourg. Cette panne d'électricité n'a pas eu d'incidence marquée sur le bénéfice net de TransCanada.

Le 24 octobre 2003, TransCanada et Grandview Cogeneration Corporation, société affiliée à Irving Oil Limited (Irving), ont annoncé qu'elles avaient conclu un accord prévoyant la construction d'une centrale électrique de cogénération alimentée au gaz naturel et d'une puissance de 90 MW. La centrale sera aménagée à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick), à un coût en capital estimatif de 85 millions de dollars. Cette centrale de cogénération sera aménagée et détenue par TransCanada. En vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, Irving alimentera la centrale en combustible et s'engage à acheter 100 pour cent de la chaleur et de l'électricité produites. Sous réserve des approbations réglementaires, la construction de la centrale débutera en novembre 2003. La mise en service de l'installation est prévue pour la fin de 2004.

Énoncés prospectifs

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

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Produits	1 391	1 285	4 038	3 876
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	164	163	533	466
Autres coûts et charges	439	386	1 248	1 123
Amortissement	260	211	692	631
	863	760	2 473	2 220
Bénéfice d'exploitation	528	525	1 565	1 656
Autres charges (produits)				
Charges financières	210	213	619	652
Charges financières des coentreprises	18	22	63	67
Bénéfice de participation	(67)	(8)	(151)	(26)
Intérêts créditeurs et autres produits	(9)	(14)	(44)	(36)
	152	213	487	657
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéficiaires et part des actionnaires sans contrôle	376	312	1 078	999
Impôts sur les bénéficiaires - exigibles et futurs	164	123	427	389
Part des actionnaires sans contrôle				
Charges liées aux titres privilégiés	8	8	26	26
Dividendes sur actions privilégiées	6	6	17	17
	198	175	608	567
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	198	175	608	567
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	50	-	50	-
Bénéfice net	248	175	658	567
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies	0,41 \$	0,37 \$	1,26 \$	1,19 \$
Activités abandonnées	0,10	-	0,10	-
	0,51 \$	0,37 \$	1,36 \$	1,19 \$
De base	0,51 \$	0,37 \$	1,36 \$	1,19 \$
	0,51 \$	0,36 \$	1,36 \$	1,18 \$
Dilué	0,51 \$	0,36 \$	1,36 \$	1,18 \$
Nombre moyen d'actions en circulation - de base (en millions)	482,1	478,9	481,1	478,0
Nombre moyen d'actions en circulation - dilué (en millions)	484,4	481,3	483,2	480,2

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002	2003	2002
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	198	175	608	567
Amortissement	260	211	692	631
Impôts futurs	121	71	248	180
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(66)	(1)	(125)	(6)
Part des actionnaires sans contrôle	14	14	43	43
Autres	(11)	(3)	(59)	(55)
Fonds provenant des activités poursuivies	516	467	1 407	1 360
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	67	(12)	83	(68)
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	583	455	1 490	1 292
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités abandonnées	67	(21)	(17)	30
	650	434	1 473	1 322
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(81)	(182)	(264)	(397)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(135)	(19)	(547)	(19)
Aliénation d'éléments d'actif	-	-	5	-
Montants reportés et autres	(168)	62	(238)	(12)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(384)	(139)	(1 044)	(428)
Activités de financement				
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(150)	(140)	(438)	(407)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	361	12	279	(228)
Dette à long terme émise	-	-	475	-
Réduction de la dette à long terme	(327)	(114)	(386)	(230)
Dette sans recours émise par les coentreprises	14	19	60	24
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(7)	(9)	(55)	(51)
Rachat de débentures subordonnées de rang inférieur	(218)	-	(218)	-
Actions ordinaires émises	11	12	49	43
Sorties nettes liées aux activités de financement	(316)	(220)	(234)	(849)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(50)	75	195	45
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	457	269	212	299
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	407	344	407	344
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	68	50	192	205
Intérêts payés	186	217	618	639

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	30 septembre 2003 (non vérifié)	31 décembre 2002
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	407	212
Débiteurs	548	691
Stocks	174	178
Autres	83	102
	<u>1 212</u>	<u>1 183</u>
Placements à long terme	792	291
Immobilisations corporelles	17 076	17 496
Autres éléments d'actif	1 246	946
	<u>20 326</u>	<u>19 916</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	576	297
Créditeurs	806	902
Intérêts courus	229	227
Tranche de la dette à long terme échéant à court terme	526	517
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme	20	75
Provision pour perte découlant des activités abandonnées	168	234
	<u>2 325</u>	<u>2 252</u>
Montants reportés	424	353
Dette à long terme	9 233	8 815
Impôts futurs	434	226
Dette sans recours des coentreprises	803	1 222
Déventures subordonnée de rang inférieur	21	238
	<u>13 240</u>	<u>13 106</u>
Part des actionnaires sans contrôle		
Titres privilégiés d'une filiale	673	674
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
	<u>1 062</u>	<u>1 063</u>
Capitaux propres		
Actions ordinaires	4 663	4 614
Surplus d'apport	267	265
Bénéfices non répartis	1 123	854
Écart de conversion	(29)	14
	<u>6 024</u>	<u>5 747</u>
	<u>20 326</u>	<u>19 916</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des bénéfices non répartis

(non vérifié) (en millions de dollars)	Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003	2002
Solde au début de la période	854	586
Bénéfice net	658	567
Dividendes sur actions ordinaires	(389)	(359)
	1 123	794

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés

Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

1. Mode de présentation

Aux termes d'un plan d'arrangement entré en vigueur le 15 mai 2003, les actions ordinaires de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) ont été échangées contre des actions ordinaires de TransCanada Corporation (TransCanada ou la Société), à raison d'une contre une. Par conséquent, TCPL est devenue une filiale en propriété exclusive de TransCanada. Les états financiers consolidés des neuf mois terminés le 30 septembre 2003 comprennent les comptes de TransCanada et les comptes consolidés de toutes ses filiales, y compris TCPL. Les données comparatives pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2002 sont celles de TCPL et de ses filiales en propriété exclusive à cette date.

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

2. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus 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 2002. 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 2002 de TransCanada PipeLines Limited. 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.

3. Information sectorielle

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport		Électricité		Siège social		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Produits	1 070	971	321	314	-	-	1 391	1 285
Coût des marchandises vendues	-	-	(164)	(163)	-	-	(164)	(163)
Autres coûts et charges	(339)	(301)	(99)	(81)	(1)	(4)	(439)	(386)
Amortissement	(240)	(196)	(19)	(15)	(1)	-	(260)	(211)
Bénéfice (perte) d'exploitation	491	474	39	55	(2)	(4)	528	525
Charges financières et charges liées à la part des actionnaires sans contrôle	(198)	(202)	(2)	(3)	(24)	(22)	(224)	(227)
Charges financières des coentreprises	(18)	(22)	-	-	-	-	(18)	(22)
Bénéfice de participation	29	8	38	-	-	-	67	8
Intérêts créditeurs et autres produits	3	6	2	4	4	4	9	14
Impôts sur les bénéfices	(147)	(110)	(27)	(21)	10	8	(164)	(123)
Activités poursuivies	160	154	50	35	(12)	(14)	198	175
Activités abandonnées							50	-
Bénéfice net							248	175

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport		Électricité		Siège social		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Produits	2 974	2 914	1 064	962	-	-	4 038	3 876
Coût des marchandises vendues	-	-	(533)	(466)	-	-	(533)	(466)
Autres coûts et charges	(944)	(847)	(299)	(268)	(5)	(8)	(1 248)	(1 123)
Amortissement	(629)	(586)	(62)	(45)	(1)	-	(692)	(631)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 401	1 481	170	183	(6)	(8)	1 565	1 656
Charges financières et charges liées à la part des actionnaires sans contrôle	(588)	(616)	(7)	(9)	(67)	(70)	(662)	(695)
Charges financières des coentreprises	(62)	(67)	(1)	-	-	-	(63)	(67)
Bénéfice de participation	59	26	92	-	-	-	151	26
Intérêts créditeurs et autres produits	11	12	10	11	23	13	44	36
Impôts sur le revenu	(359)	(345)	(88)	(69)	20	25	(427)	(389)
Activités poursuivies	462	491	176	116	(30)	(40)	608	567
Activités abandonnées							50	-
Bénéfice net							658	567

Total de l'actif (en millions de dollars)	30 septembre 2003 (non vérifié)		31 décembre 2002	
Transport		16 667		16 979
Électricité		2 675		2 292
Siège social		854		457
Activités poursuivies		20 196		19 728
Activités abandonnées		130		188
		20 326		19 916

4. Débentures subordonnées de rang inférieur

Le 3 juillet 2003, la Société a racheté, pour un montant de 160 millions de dollars US, les débentures subordonnées de rang inférieur 8,75 pour cent. Les détenteurs de ces débentures ont reçu 25,0122 \$ US par tranche de capital de 25,00 \$ US, montant qui comprenait les intérêts courus et impayés jusqu'à la date de rachat, sans prime ni pénalité.

5. 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 2002 sont présentés ci-après.

Établissements étrangers

Au 30 septembre 2003 et au 31 décembre 2002, la Société détenait des éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère, ce qui l'exposait au risque lié aux variations des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés libellés en monnaie étrangère afin de couvrir le montant net à risque, après impôts. Le portefeuille d'instruments dérivés libellés en monnaie étrangère de la Société comprend des contrats de durées allant jusqu'à quatre ans. Les montants présentés à la juste valeur dans le tableau qui suit, relativement au risque de change, sont contrebalancés par les gains ou les pertes de change qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont inscrits comme écarts de conversion dans les capitaux propres.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2003 (non vérifié)		31 décembre 2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Valeur du change				
Swaps de devises				
En dollars US	51	51	(8)	(8)

Au 30 septembre 2003, le montant nominal de référence des swaps de devises était de 250 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2002).

Rapprochement des écarts de conversion (en millions de dollars)	30 septembre 2003 (non vérifié)	31 décembre 2002
Solde au début de la période	14	13
(Pertes) gains à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(115)	3
Gains (pertes) de change liés aux instruments dérivés, et autres	72	(2)
Solde à la fin de la période	(29)	14

6. Rémunération à base d'actions

Conformément à ses conventions comptables, TransCanada passe en charges les options sur actions. Ce changement est reflété dans les résultats des secteurs Transport et Électricité. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, TransCanada a émis 1 503 200 options d'achat d'actions ordinaires à un prix moyen pondéré de 22,42 \$ aux termes du régime d'options d'achat d'actions à l'intention des employés clés de la Société. Les montants passés en charges pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 sont d'environ 1 million de dollars et d'environ 2 millions de dollars, respectivement. La Société utilise le modèle de Black et Scholes pour effectuer ce calcul, en fonction d'hypothèses de moyenne pondérée de 4 ans pour la durée prévue, de 4,1 pour cent pour le taux d'intérêt, de 18 pour cent pour la volatilité et de 4,5 pour cent pour le taux de rendement des actions.

7. Activités abandonnées

En juillet 2001, le conseil d'administration a approuvé un plan de cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. En décembre 1999, le conseil d'administration avait approuvé un plan (plan de décembre) de cession de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises. Les cessions prévues aux termes des deux plans avaient essentiellement été menées à bien au 31 décembre 2001.

La Société a réduit les risques associés au passif éventuel lié aux activités de commercialisation du gaz cédées en obtenant d'une filiale de Mirant Corporation (Mirant) certains contrats en vigueur en juin et juillet 2003, et en effectuant simultanément des opérations de couverture des risques liés aux prix du marché découlant de ces contrats. La Société continue d'assumer une responsabilité éventuelle relativement à certaines obligations résiduelles.

TransCanada a revu, au 30 septembre 2003, sa provision pour pertes liée aux activités abandonnées ainsi que le gain reporté, en tenant compte des incidences possibles du fait que Mirant a invoqué la protection de la loi sur les faillites en juillet 2003, ainsi que des incidences de la limitation des responsabilités éventuelles susmentionnées. Par suite de cette revue, une tranche de 50 millions de dollars du gain reporté initial de 100 millions de dollars après impôts a été constaté dans les résultats du troisième trimestre de 2003. En outre, TransCanada a conclu que le reste de la provision était adéquat et que le report du solde du gain après impôts reporté concernant l'entreprise de commercialisation du gaz, soit environ 50 millions de dollars, était approprié.

Le bénéfice net découlant des activités abandonnées a été de 50 millions de dollars, déduction faite d'impôts de 29 millions de dollars, pour le trimestre et les neuf mois terminés les 30 septembre 2003, comparativement à néant pour les mêmes périodes en 2002. La provision pour perte liée aux activités abandonnées totalisait 168 millions de dollars au 30 septembre 2003 (234 millions de dollars au 31 décembre 2002). L'actif net lié aux activités abandonnées compris dans le bilan consolidé au 30 septembre 2003 s'établissait à 94 millions de dollars (90 millions de dollars au 31 décembre 2002).

8. Participation dans Bruce Power L.P.

Le 14 février 2003, TransCanada a fait l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) en contrepartie d'environ 409 millions de dollars, y compris les ajustements de clôture. Dans le cadre de l'acquisition, TransCanada a également financé une participation d'un tiers (75 millions de dollars) du paiement du loyer accéléré de 225 millions de dollars à Ontario Power Generation, qui est constaté au poste Autres actifs.

Le prix d'achat de la participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power a été ventilé comme suit.

Ventilation du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars)

Valeur comptable nette des actifs acquis	281
Évaluation des conventions de vente de Bruce Power	(131)
Excédent de la juste valeur sur la valeur comptable des autres actifs nets acquis	259
	409

Le montant imputé à la participation dans Bruce Power comprend un excédent du prix d'achat d'environ 259 millions de dollars en sus de la quote-part de TransCanada de la valeur comptable des actifs nets sous-jacents, autres que les conventions de vente d'électricité de Bruce Power. Ce montant sera principalement imputé au contrat de location-acquisition de l'installation de Bruce Power et amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat, qui est en vigueur jusqu'en 2018, ce qui donnera lieu à une dotation aux amortissements annuelle d'environ 16 millions de dollars. La valeur, soit 131 millions de dollars, imputée aux conventions de vente de Bruce Power sera amortie par imputation aux résultats sur la durée restante des conventions de vente sous-jacentes. Le montant approximatif du bénéfice lié à l'amortissement de la juste valeur attribuée à ces contrats s'établit comme suit : 38 millions de dollars en 2003; 37 millions de dollars en 2004; 25 millions de dollars en 2005; 29 millions de dollars en 2006 et 2 millions de dollars en 2007. La participation dans Bruce Power L.P. est constatée au poste Placements à long terme.

9. Engagements

Le 18 juin 2003, un accord régissant le rôle de TransCanada dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie a été conclu entre les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'Aboriginal Pipeline Group (APG) et TransCanada. Le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière du nord de l'Alberta, où il serait alors relié au réseau de l'Alberta. Aux termes de l'accord, TransCanada a convenu de financer la part d'APG (soit le tiers) pour les coûts de la phase de définition du projet; cette part est actuellement évaluée à 80 millions de dollars sur trois ans. Si le gazoduc est approuvé et mis en exploitation, ce prêt sera remboursé à même la part des revenus pipeliniers futurs revenant à l'APG.

Renseignements complémentaires

Au 30 septembre 2003, le nombre d'actions ordinaires émises et en circulation de TransCanada s'élevait à 482 353 304. En outre, le nombre d'options en circulation visant l'achat d'actions ordinaires s'établissait à 11 202 041, dont 8 417 860 pouvaient être levées au 30 septembre 2003.

TransCanada 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 : Glenn Herchak/Hejdi Feick au (403) 920-7877.

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