

TRANSCANADA CORPORATION – TROISIÈME TRIMESTRE DE 2005

## **Rapport trimestriel aux actionnaires**

Renseignements aux médias : Kurt Kadatz/Jennifer Varey (403) 920-7859  
(800) 608-7859  
Renseignements aux analystes : David Moneta (403) 920-7911  
(800) 361-6522

### **TransCanada annonce les résultats du troisième trimestre; le conseil déclare un dividende de 0,305 \$ par action**

CALGARY, Alberta – Le 1<sup>er</sup> novembre 2005 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

#### **Points saillants des résultats du troisième trimestre de 2005**

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

- Le bénéfice net du troisième trimestre 2005 s'est élevé à 427 millions de dollars (0,88 \$ par action) et comprend un gain de 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) après impôts réalisé à la conclusion de la vente de S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité).
- Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 489 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2005.
- Le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,305 \$ par action ordinaire.
- Bruce Power L.P. (Bruce Power) a conclu, le 31 octobre 2005, un accord avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) prévoyant la remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A. TransCanada a haussé sa participation dans les réacteurs de Bruce Power A et investira dans le programme de remise à neuf et en service de ces réacteurs, dont le coût est de 4,25 milliards de dollars.

TransCanada Corporation a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net du troisième trimestre de 2005 s'est chiffré à 427 millions de dollars (0,88 \$ par action), alors qu'il s'était établi à 245 millions de dollars (0,51 \$ par action) pour la même période en 2004. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2004 comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 52 millions de dollars (0,11 \$ par action) et reflète la constatation des gains initialement reportés liés à la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société en 2001.

Le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) du troisième trimestre de 2005 a progressé de 234 millions de dollars (0,48 \$ par action) pour atteindre 427 millions de dollars (0,88 \$ par action). Cette augmentation découle avant tout d'un gain de 193 millions de dollars

(0,40 \$ par action) après impôts réalisé à la vente à EPCOR Utilities Inc. (EPCOR) de la participation de la société dans S.E.C. Électricité. Compte non tenu de ce gain non récurrent, le résultat net s'est chiffré à 234 millions de dollars (0,48 \$ par action) au troisième trimestre de 2005, comparativement à 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) inscrit pour la même période en 2004. Cette hausse s'explique surtout par le résultat net supérieur des entreprises d'électricité et de transport de gaz, en partie annulé par l'augmentation des charges nettes du secteur Siège social.

Le bénéfice net de TransCanada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est chiffré à 859 millions de dollars (1,77 \$ par action), comparativement à 847 millions de dollars (1,75 \$ par action) pour la période correspondante de 2004. Le bénéfice net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 comprenait un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars (0,11 \$ par action)

Le résultat net de TransCanada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est établi à 859 millions de dollars (1,77 \$ par action), comparativement au chiffre de 795 millions de dollars (1,64 \$ par action) inscrit pour la même période en 2004. Le résultat net des neuf premiers mois de 2005 comprenait des gains non récurrents totalisant 242 millions de dollars réalisés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité et de parts de TC PipeLines, LP (PipeLines LP), alors que le résultat net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004 comprenait des gains réalisés à la vente d'actifs à S.E.C. Électricité et d'autres gains non récurrents totalisant 194 millions de dollars après impôts. Exclusion faire des éléments non récurrents, le résultat net de TransCanada pour l'exercice à ce jour a progressé de 16 millions de dollars (0,03 \$ par action).

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 489 millions de dollars et à 1 375 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, alors qu'ils avaient été de 387 millions de dollars et de 1 184 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2004.

« La progression du bénéfice net de l'entreprise d'électricité est essentiellement le résultat du bénéfice de participation supérieur réalisé sur notre placement dans Bruce Power », a affirmé Hal Kvisle, chef de la direction de TransCanada. « Les contributions de TransCanada Hydro Northeast et de Gas Transmission Northwest, deux acquisitions réalisées durant la dernière année, ont également contribué à l'accroissement du résultat d'un exercice à l'autre. »

« Ces résultats permettent de constater que la stratégie de croissance préconisée pour nos entreprises essentielles, alliée à nos investissements judicieux, se traduit par un solide rendement financier global et la création d'une valeur concrète pour nos actionnaires. La progression du résultat et des flux de trésorerie ainsi que notre solide bilan témoignent de l'efficacité de notre stratégie », a-t-il ajouté.

« L'annonce en octobre de l'accroissement de notre participation dans les installations de Bruce A et de notre intention d'investir dans le programme de remise à neuf et en service des installations de Bruce Power est un exemple éloquent de notre capacité d'élargir notre portefeuille d'infrastructures énergétiques de premier ordre et de longue durée. »

Le 17 octobre 2005, TransCanada a annoncé que Bruce Power et l'OEO, société de la couronne de l'Ontario, avaient conclu un accord à long terme selon lequel Bruce Power remettra en service les

premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée d'exploitation du troisième réacteur grâce au remplacement des chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, et remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. La remise en service des premier et deuxième réacteurs haussera la production de près de 1 500 mégawatts (MW) pour la porter à plus de 6 200 MW. Le coût du programme de remise à neuf et en service devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars. La quote-part de TransCanada, soit environ 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen d'apports de capitaux durant la période allant de 2005 à 2011.

Par suite de cet accord entre Bruce Power et l'OEO, et de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service de Bruce A, une nouvelle société en commandite a été créée. La nouvelle Bruce Power A Limited Partnership (BALP) sous-louera les installations de Bruce A, qui se composent du premier au quatrième réacteurs de Bruce Power. Dans le cadre de ces opérations, TransCanada et BPC Generation Infrastructure Trust ont chacune engagé des fonds au comptant nets d'environ 100 millions de dollars, et elles détiennent chacune une participation de 47,4 % dans BALP. Le reste de la participation, soit 5,2 %, est détenu par le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et The Society of Energy Professionals. Ces changements n'auront aucune incidence sur l'exploitation au quotidien de la centrale de Bruce. Par le truchement de sa participation dans Bruce Power, TransCanada maintient sa participation de 31,6 % dans les installations de Bruce B, qui se composent du cinquième au huitième réacteurs.

L'accord et les opérations susmentionnées ont été réalisés le 31 octobre 2005 par suite de la réception d'une décision favorable de l'Agence du revenu du Canada en matière fiscale.

M. Kvisle a de plus fait remarquer que les faits récents en Alaska sont encourageants. « TransCanada espère collaborer avec l'État de l'Alaska et les trois producteurs qui s'y trouvent pour élaborer des accords d'expédition et d'autres arrangements en vue du transport du gaz naturel de l'Alaska à destination de la plaque-tournante de l'Alberta et au-delà, a-t-il ajouté. Nous continuons de collaborer avec les producteurs du delta du Mackenzie et l'Aboriginal Pipeline Group pour acheminer le gaz naturel du delta du Mackenzie à destination des marchés. »

Au cours du troisième trimestre, TransCanada a mené à terme les projets suivants :

- Réalisation de la vente de sa participation dans S.E.C. Électricité à EPCOR pour un produit net de 523 millions de dollars. Cette opération a produit un gain de 193 millions de dollars après impôts. Une fois l'opération réalisée, le 31 août 2005, la dénomination de la société en commandite été modifiée de S.E.C. TransCanada Électricité à Société en commandite EPCOR Power (la « société en commandite »). Depuis la réalisation de la vente, TransCanada n'est plus le commandité de la société en commandite, et TransCanada et les sociétés qui lui sont affiliées ne détiennent plus de parts de la société en commandite.
- Achèvement de l'installation de tout le grand équipement à la centrale électrique de Bécancour à Trois-Rivières, au Québec. Le projet dans son ensemble se déroule dans le respect du calendrier et du budget. TransCanada prévoit mettre en service cette centrale de cogénération d'une puissance de 550 MW en septembre 2006. Les coûts de construction du projet de Bécancour sont évalués à environ 500 millions de dollars.

- Poursuite de la négociation et de l'octroi des contrats de construction et respect des exigences liées à l'obtention des permis environnementaux dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne dans la région de Gaspé, au Québec. Le début des travaux de construction de deux des six parcs d'éoliennes est prévu pour le printemps 2006. En octobre 2004, Hydro-Québec Distribution a accordé à Cartier énergie éolienne six projets représentant une capacité de production totale de 740 MW. Des contrats d'approvisionnement en électricité à long terme pour la totalité de la production ont été signés avec Hydro-Québec en février 2005. Ces projets représentent un investissement total prévu de plus de 1,1 milliard de dollars, et la mise en service des installations devrait débiter vers la fin de 2006 pour se poursuivre jusqu'en 2012. TransCanada détient une participation de 62 % dans Cartier énergie éolienne Inc.
- Obtention de l'appui, en septembre 2005, de la majorité (57,2, %) des résidents du village de Cacouna, au Québec, au sujet d'un projet de terminal méthanier qui sera construit au port de Gros-Cacouna, sur le fleuve Saint-Laurent. La coentreprise Énergie Cacouna de Petro-Canada et de TransCanada propose un projet de 660 millions de dollars en vue de la réception, du stockage et de la regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) importé ainsi que de l'expédition d'environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Le projet d'Énergie Cacouna devra répondre à un certain nombre d'exigences réglementaires aux échelons fédéral et provincial.

## **Téléconférence**

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 7 h (heure des Rocheuses) / 9 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du troisième trimestre de 2005 ainsi que des faits nouveaux et des questions générales concernant la société. Les analystes, journalistes et autres intéressés désireux de participer à cette téléconférence doivent composer le 800 387-6216 ou le (416) 405-9328 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La conférence sera également transmise en direct sur le site Web de TransCanada à [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).

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 médias suivra immédiatement.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (heure de l'Est), le 8 novembre 2005; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3164062. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web.

## Au sujet de TransCanada

TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Le réseau de gazoducs de TransCanada d'environ 41 000 kilomètres (25 600 milles) permet de transporter la majorité du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les principaux marchés du Canada et des États-Unis. Producteur d'électricité indépendant en pleine croissance, TransCanada possède, en totalité ou en partie, des installations de production d'électricité d'une puissance de près de 6 000 mégawatts au Canada et aux États-Unis. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP.

### Points saillants des résultats financiers du troisième trimestre de 2005 (non vérifié)

Résultats d'exploitation (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Produits</b>	<b>1 491</b>	1 307	<b>4 342</b>	4 007
<b>Bénéfice net</b>				
Activités poursuivies	427	193	859	795
Activités abandonnées	-	52	-	52
	<b>427</b>	<b>245</b>	<b>859</b>	<b>847</b>
<b>Flux de trésorerie</b>				
Fonds provenant de l'exploitation	489	387	1 375	1 184
Dépenses en immobilisations	166	97	409	291
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	-	49	632	63
Données sur les actions ordinaires	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Bénéfice net par action – de base</b>				
Activités poursuivies	0,88 \$	0,40 \$	1,77 \$	1,64 \$
Activités abandonnées	-	0,11	-	0,11
	<b>0,88 \$</b>	<b>0,51 \$</b>	<b>1,77 \$</b>	<b>1,75 \$</b>
<b>Dividende déclaré par action</b>	<b>0,305 \$</b>	0,29 \$	<b>0,915 \$</b>	0,87 \$
<b>Actions ordinaires en circulation (en millions)</b>				
Moyenne de la période	486,7	484,4	485,9	484,0
Fin de la période	487,0	484,5	487,0	484,5

# Rapport de gestion

Daté du 31 octobre 2005, le rapport de gestion doit être lu 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 2005. Il devrait également être lu à la lumière du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2004 de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 ainsi que des états financiers consolidés vérifiés retraités de 2004. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue, sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous TransCanada Corporation. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

## Résultats d'exploitation

### Résultats consolidés

#### 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	
	2005	2004	2005	2004
<b>Résultat net de l'entreprise de transport de gaz</b>				
Exclusion des gains	148	134	475	422
Gain lié à PipeLines LP	-	-	49	-
Gain lié à Millennium	-	-	-	7
	<b>148</b>	<b>134</b>	<b>524</b>	<b>429</b>
<b>Résultat net de l'entreprise d'électricité</b>				
Exclusion des gains	99	51	171	178
Gains liés à S.E.C. Électricité	193	-	193	187
	<b>292</b>	<b>51</b>	<b>364</b>	<b>365</b>
<b>Activités non sectorielles</b>	<b>(13)</b>	<b>8</b>	<b>(29)</b>	<b>1</b>
<b>Bénéfice net</b>				
Activités poursuivies <sup>1)</sup>	427	193	859	795
Activités abandonnées	-	52	-	52
	<b>427</b>	<b>245</b>	<b>859</b>	<b>847</b>
<b>Bénéfice net par action</b>				
Activités poursuivies <sup>2)</sup>	0,88 \$	0,40 \$	1,77 \$	1,64 \$
Activités abandonnées	-	0,11	-	0,11
<b>De base</b>	<b>0,88 \$</b>	<b>0,51 \$</b>	<b>1,77 \$</b>	<b>1,75 \$</b>
<b>Dilué</b>	<b>0,87 \$</b>	<b>0,50 \$</b>	<b>1,76 \$</b>	<b>1,74 \$</b>
<sup>1)</sup> <b>Le bénéfice net découlant des activités poursuivies se compose de ce qui suit :</b>				
Exclusion des gains	234	193	617	601
Gains liés à PipeLines LP, S.E.C. Électricité et Millennium	193	-	242	194
	<b>427</b>	<b>193</b>	<b>859</b>	<b>795</b>
<sup>2)</sup> <b>Le bénéfice net par action se compose de ce qui suit :</b>				
Exclusion des gains	0,48 \$	0,40 \$	1,27 \$	1,24 \$
Gains liés à PipeLines LP, S.E.C. Électricité et Millennium	0,40	-	0,50	0,40
	<b>0,88 \$</b>	<b>0,40 \$</b>	<b>1,77 \$</b>	<b>1,64 \$</b>

Le bénéfice net de TransCanada pour le troisième trimestre de 2005 s'est chiffré à 427 millions de dollars (0,88 \$ par action), alors qu'il s'était établi à 245 millions de dollars (0,51 \$ par action) pour la même période en 2004. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2004 comprenait le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 52 millions de dollars (0,11 \$ par action) et reflétait la constatation dans les résultats des gains initialement reportés liés à la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société en 2001.

Au troisième trimestre de 2005, le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) a augmenté de 234 millions de dollars (0,48 \$ par action) pour atteindre 427 millions de dollars (0,88 \$ par action), alors qu'il avait été de 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) au troisième trimestre de 2004. Cette augmentation s'explique surtout par la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'électricité attribuable principalement au gain après impôts de 193 millions de dollars (0,40 \$ par action) réalisé à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) à EPCOR Utilities Inc. (EPCOR).

Compte non tenu du gain de 193 millions de dollars constaté relativement à la vente de S.E.C. Électricité, le résultat net du troisième trimestre de 2005 s'est accru de 41 millions de dollars (0,08 \$ par action) pour s'établir à 234 millions de dollars (0,48 \$ par action) comparativement aux chiffres inscrits au troisième trimestre de 2004. Cette hausse s'explique par les augmentations de 48 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité et de 14 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour le troisième trimestre de 2005, en partie annulées par l'accroissement de 21 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social. L'augmentation du résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité provient principalement de la hausse du bénéfice de participation de Bruce Power L.P. (Bruce Power) et de la progression du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements de l'Est en raison des contributions de TransCanada Hydro Northeast, Inc. (TC Hydro), qui détient les actifs acquis auprès d'USGen New England, Inc. (USGen) en avril 2005. Ces hausses ont été en partie annulées par le recul du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements de l'Ouest. Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a augmenté, essentiellement grâce à la contribution de 14 millions de dollars du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja (collectivement « GTN »), dont TransCanada s'est portée acquéreur le 1<sup>er</sup> novembre 2004. Les charges nettes du secteur Siège social ont augmenté durant le troisième trimestre de 2005 pour plusieurs raisons : le rajustement de 12 millions de dollars après impôts constaté au troisième trimestre de 2004 du fait de l'annulation des provisions pour la restructuration établies antérieurement, l'accroissement des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005.

Le bénéfice net de TransCanada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est chiffré à 859 millions de dollars (1,77 \$ par action), comparativement à 847 millions de dollars (1,75 \$ par action) pour la période correspondante de 2004. Le bénéfice net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 comprenait un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars (0,11 \$ par action).

Le résultat net de TransCanada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est établi à 859 millions de dollars (1,77 \$ par action), comparativement au chiffre de 795 millions de dollars (1,64 \$ par action) inscrit pour la même période en 2004. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 comprenait des gains de 193 millions de dollars après impôts réalisés à la vente

de la participation de la société dans S.E.C. Électricité et de 49 millions de dollars liés à la vente de parts de TC PipeLines, LP (PipeLines LP), alors que le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 comprenait ce qui suit : des gains de 187 millions de dollars après impôts réalisés à la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer, la constatation de gains de dilution résultant de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et d'autres gains antérieurement reportés, ainsi que le gain de 7 millions de dollars après impôts sur la vente de la participation en actions de la société dans le projet de pipeline Millennium (Millennium).

Compte non tenu des gains totaux de 242 millions de dollars et de 194 millions de dollars constatés respectivement pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 et 2004, le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est accru de 16 millions de dollars (0,03 \$ par action) pour s'établir à 617 millions de dollars (1,27 \$ par action) comparativement aux chiffres inscrits pour la période correspondante de 2004. Cette hausse s'explique avant tout par l'augmentation du résultat net de l'entreprise de transport de gaz, en partie annulée par l'accroissement des charges nettes du secteur Siège social et le recul du résultat net de l'entreprise d'électricité.

À l'exclusion du gain de 49 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et du gain de 7 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de la participation en actions de la société dans Millennium en 2004, la progression de 53 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, comparativement à la même période en 2004, est principalement attribuable au résultat net de 53 millions de dollars généré par GTN. Par ailleurs, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 tient compte d'un montant d'environ 30 millions de dollars (13 millions de dollars relativement à 2004 et 17 millions de dollars relativement aux neuf mois terminés le 30 septembre 2005) constaté par suite de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) rendue en avril 2005 au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Cette décision traitait de la structure du capital et a fait passer le ratio réputé de l'avoir des actionnaires ordinaires de 33 % en 2004 à 36 %, qui continue de s'appliquer aux termes du règlement sur les droits de 2005. La progression du résultat du réseau principal au Canada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 découlant de cette décision a été en partie annulée par la baisse de la base tarifaire moyenne jumelée à la diminution du taux de rendement sur l'avoir des actions ordinaires approuvé en 2005, par rapport à celui de 2004.

Dans le secteur Siège social, les charges nettes se sont accrues de 30 millions de dollars durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, comparativement à celles de la même période en 2004. Cette augmentation provient des intérêts débiteurs plus élevés sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005 ainsi que de l'annulation, au troisième trimestre de 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement.

Compte non tenu des gains susmentionnés, soit 193 millions de dollars relativement à la vente de S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005 et 187 millions de dollars relativement à S.E.C. Électricité au cours des neuf premiers mois de 2004, le résultat net de l'entreprise d'électricité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a reculé de 7 millions de dollars en raison de la

contribution réduite des établissements de l'Ouest et de ceux de l'Est. Le bénéfice de participation supérieur de Bruce Power a toutefois atténué ce repli.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 489 millions de dollars et à 1 375 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005. Il s'agit d'une hausse de 102 millions de dollars et de 191 millions de dollars respectivement comparativement aux chiffres inscrits à ce chapitre au cours des périodes correspondantes de 2004.

## Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 148 millions de dollars et à 524 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, alors qu'il avait été de 134 millions de dollars et de 429 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2004.

### Aperçu des résultats – Transport de gaz

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Gazoducs détenus en propriété exclusive</b>				
Réseau principal au Canada	67	71	216	201
Réseau de l'Alberta	38	31	112	110
GTN <sup>1)</sup>	14		53	
Réseau de Foothills	5	6	16	17
Réseau de la Colombie-Britannique	2	2	5	5
	<b>126</b>	<b>110</b>	<b>402</b>	<b>333</b>
<b>Autres entreprises de transport de gaz</b>				
Great Lakes	11	12	36	43
Iroquois	7	3	14	14
PipeLines LP	2	4	7	13
Portland	1	-	7	6
Ventures LP	3	3	9	10
TQM	2	2	5	6
CrossAlta	5	4	12	6
TransGas	2	3	8	9
Régions nordiques	(1)	(1)	(3)	(3)
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(10)	(6)	(22)	(15)
	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>73</b>	<b>89</b>
Gain lié à PipeLines LP	-	-	49	-
Gain lié à Millennium	-	-	-	7
	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>122</b>	<b>96</b>
Résultat net	<b>148</b>	<b>134</b>	<b>524</b>	<b>429</b>

1) TransCanada s'est portée acquéreur de GTN le 1<sup>er</sup> novembre 2004.

### *Gazoducs détenus en propriété exclusive*

Pour le troisième trimestre de 2005, le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars contre celui de la période correspondante de 2004. Ce recul provient de la baisse de la base tarifaire moyenne en 2005, de la régression du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé, qui est passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005, ainsi que de

l'effet de la compression des coûts d'exploitation en 2005 par rapport à 2004. Ces incidences négatives ont été en partie contrées par l'augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires. La décision rendue par l'ONÉ, en avril 2005, au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada prévoyait une majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 33 % à 36 % pour 2004, et qui est en vigueur également pour 2005 conformément à l'entente au sujet des droits conclue en 2005. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 est de 15 millions de dollars supérieur à celui de la période correspondante de 2004. Par suite de la décision de l'ONÉ de faire passer le ratio réputé de l'avoir des actionnaires ordinaires de 33 % à 36 %, le résultat net du réseau principal au Canada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a augmenté de 30 millions de dollars (13 millions de dollars relativement à 2004 et 17 millions de dollars relativement aux neuf premiers mois de 2005) comparativement à la même période en 2004. Cependant, cette hausse est largement annulée en partie par la baisse de la base tarifaire moyenne en 2005 cumulée à la diminution du taux de rendement sur l'avoir des actions ordinaires approuvé, qui est passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005.

Le résultat net du réseau de l'Alberta a augmenté de 7 millions de dollars, passant de 31 millions de dollars au troisième trimestre de 2004 à 38 millions de dollars pour la même période en 2005. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a augmenté de 2 millions de dollars contre celui de la période correspondante en 2004. Les hausses découlent essentiellement du résultat inférieur réalisé en 2004 en raison de la décision au sujet de la demande tarifaire générale pour 2004, rendue en août 2004, qui refusait certains coûts. Ces hausses ont été en partie annulées par la diminution de la base tarifaire et du taux de rendement approuvé en 2005. L'exploitation du réseau de l'Alberta en 2005 est régie par un règlement négocié avec les expéditeurs. Le résultat net rend compte du taux de rendement prescrit par l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB), soit 9,50 % en 2005, comparativement au taux de rendement de 9,60 % en 2004, sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

GTN, dont TransCanada s'est portée acquéreur en novembre 2004, a affiché un résultat net de 14 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2005 et de 53 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005.

## Données sur l'exploitation

Neuf mois terminés les  
30 septembre

(non vérifié)	Réseau principal au Canada <sup>1)</sup>		Réseau de l'Alberta <sup>2)</sup>		Réseau de Gas Transmission Northwest <sup>3)</sup>	Réseau de Foothills		Réseau de la C.-B.	
	2005	2004	2005	2004	2005	2005	2004	2005	2004
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 839	8 233	4 478	4 642	s.o. <sup>3)</sup>	683	718	218	229
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	2 181	1 947	2 918	2 872	581	788	844	236	255
Moyenne quotidienne	8,0	7,1	10,7	10,5	2,1	2,9	3,1	0,9	0,9

- 1) Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 605 milliards de pieds cubes (1 503 milliards de pieds cubes en 2004), soit une moyenne quotidienne de 5,9 milliards de pieds cubes (5,5 milliards de pieds cubes en 2004).
- 2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 010 milliards de pieds cubes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 (2 959 milliards de pieds cubes en 2004); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,0 milliards de pieds cubes (10,8 milliards de pieds cubes en 2004).
- 3) TransCanada a fait l'acquisition du réseau de Gas Transmission Northwest le 1<sup>er</sup> novembre 2004. Ce réseau est actuellement exploité en vertu d'un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Par conséquent, les résultats du réseau pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

### *Autres entreprises de transport de gaz*

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 22 millions de dollars, comparativement à 24 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2004. La baisse de 2 millions de dollars comparativement au résultat de la période précédente s'explique principalement par l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers, par le recul du résultat de PipeLines LP en raison de la participation réduite et par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain. Ces baisses ont été en partie neutralisées par l'incidence des règlements constatés durant le troisième trimestre de 2005 relativement à la faillite de clients d'Iroquois.

Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a été de 122 millions de dollars, comparativement à 96 millions de dollars pour la période correspondante de 2004. Exclusion faite du gain de 49 millions de dollars réalisé à la vente de parts de PipeLines LP et constaté en 2005, ainsi que du gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de Millennium et constaté en 2004, le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 est de 16 millions de dollars inférieur à celui de la période correspondante de 2004. Cette baisse s'explique par l'incidence du fléchissement du dollar américain en 2005, par la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers, par le recul du résultat de PipeLines LP ainsi que par le repli du résultat de Great Lakes en raison de la régression des produits à court terme et de la progression des frais d'exploitation et d'entretien. Ces baisses ont été annulées en partie par le résultat supérieur de CrossAlta grâce aux conditions plus favorables sur le marché de stockage de gaz en 2005. En outre, l'incidence des règlements relativement à la faillite de clients d'Iroquois constatés durant le troisième trimestre de 2005 a été atténuée par un rajustement fiscal positif constaté au premier trimestre de 2004.

Au 30 septembre 2005, TransCanada avait capitalisé des coûts de 13 millions pour le projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de Broadwater.

## Électricité

### Aperçu des résultats – Électricité

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Placement dans Bruce Power	<b>99</b>	29	<b>142</b>	125
Établissements de l'Ouest	<b>32</b>	43	<b>90</b>	113
Établissements de l'Est	<b>25</b>	21	<b>69</b>	77
Placement dans S.E.C. Électricité	<b>12</b>	6	<b>29</b>	22
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	<b>(23)</b>	(21)	<b>(74)</b>	(70)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	<b>145</b>	78	<b>256</b>	267
Charges financières	-	(4)	<b>(7)</b>	(9)
Impôts sur les bénéfices	<b>(46)</b>	(23)	<b>(78)</b>	(80)
	<b>99</b>	51	<b>171</b>	178
Gains liés à S.E.C. Électricité	<b>193</b>	-	<b>193</b>	187
Résultat net	<b>292</b>	51	<b>364</b>	365

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 292 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2005, soit 241 millions de dollars de plus qu'au troisième trimestre de 2004. Les gains liés à la vente de S.E.C. Électricité représentent 193 millions de dollars de cette augmentation. À l'exclusion de ces gains, le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 99 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2005, soit 48 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2004, ce qui s'explique avant tout par la hausse de 46 millions de dollars du bénéfice de participation après impôts provenant de Bruce Power. De plus, le bénéfice d'exploitation et les produits divers supérieurs des établissements de l'Est et de S.E.C. Électricité ont été en partie annulés par la contribution réduite des établissements de l'Ouest.

Le bénéfice de participation avant impôts de Bruce Power s'est accru pour atteindre 99 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit 70 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2004, ce qui s'explique avant tout par les prix réalisés supérieurs sur les volumes non visés par des contrats vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario. Les prix réalisés au troisième trimestre de 2005 ont été de 70 \$ le mégawatt-heure (MWh), ce qui représente une hausse de 25 \$ le MWh comparativement aux prix réalisés pour la même période en 2004. Les volumes produits, soit 9,1 térawatt-heure (TWh) et le facteur de capacité de 88 % ont été supérieurs aux volumes de 8,7 TWh et au facteur de capacité de 85 % affichés au troisième trimestre de 2004.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 4 millions de dollars, entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005, en raison avant tout des contributions de TC Hydro, qui regroupe les actifs de production d'énergie hydroélectrique achetés à USGen le 1<sup>er</sup> avril 2005, et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview en janvier 2005. L'absence de marges découlant principalement de l'échéance de contrats de vente d'électricité à long terme détenus à la fin de 2004 et qui n'ont pas été renouvelés en 2005 a en partie annulé ces augmentations.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de S.E.C. Électricité ont augmenté de 6 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et la même période en 2005 en raison des effets cumulés de la comptabilisation de la participation dans S.E.C. Électricité en tant qu'actif destiné à

la vente et du raffermissement des résultats d'exploitation de ses installations en Ontario, annulés en partie par l'incidence de la vente de ce placement par TransCanada le 31 août 2005.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont baissé de 11 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005, essentiellement en raison de la constatation, au troisième trimestre de 2004, du bénéfice de la centrale de MacKay River qui avait été reporté pour les six premiers mois de 2004. Le bénéfice d'exploitation et les produits divers ont de plus subi le contrecoup des honoraires reçus durant le troisième trimestre de 2004 du fait des centrales acquises par S.E.C. Électricité et des marges réduites réalisées au troisième trimestre de 2005 en raison de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats. Ces baisses ont été en partie annulées par les contributions supérieures découlant des conventions d'achat d'électricité (CAE) de Sundance A et B, et ce, principalement en raison de la capacité disponible supérieure des centrales.

Le résultat net de 364 millions de dollars dégagé pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 est comparable au chiffre inscrit pour la même période en 2004. Si l'on ne tient pas compte des gains de 193 millions de dollars et de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité respectivement en 2005 et 2004, le résultat net de 171 millions de dollars de l'entreprise d'électricité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a diminué de 7 millions de dollars comparativement au résultat net de 178 millions de dollars réalisé en 2004. La hausse du bénéfice de participation provenant de Bruce Power a été plus que neutralisée par le recul des contributions des établissements de l'Est et de ceux de l'Ouest.

### *Participation dans Bruce Power*

#### **Aperçu des résultats – Bruce Power**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Bruce Power</b> (base de 100 %)				
Produits	<b>642</b>	395	<b>1 453</b>	1 228
Charges d'exploitation				
Coûts au comptant (matériaux, main-d'œuvre, services et combustible)	<b>(269)</b>	(254)	<b>(821)</b>	(716)
Coûts hors caisse (épuisement et amortissement)	<b>(48)</b>	(43)	<b>(145)</b>	(117)
	<b>(317)</b>	(297)	<b>(966)</b>	(833)
Bénéfice d'exploitation	<b>325</b>	98	<b>487</b>	395
Charges financières	<b>(18)</b>	(17)	<b>(52)</b>	(50)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	<b>307</b>	81	<b>435</b>	345
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	<b>97</b>	26	<b>137</b>	109
Rajustements	<b>2</b>	3	<b>5</b>	16
Bénéfice de TransCanada provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	<b>99</b>	29	<b>142</b>	125

La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice avant impôts de Bruce Power (bénéfice de participation) a progressé de 70 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005. Cette hausse provient avant tout des prix réalisés supérieurs pour l'électricité durant le troisième trimestre de 2005, qui se sont établis en moyenne à 70 \$ le MWh, comparativement à

45 \$ le MWh au troisième trimestre de 2004. La légère hausse des volumes de production au troisième trimestre de 2005 a aussi contribué à faire augmenter le bénéfice.

Au troisième trimestre de 2005, la part de l'électricité produite par Bruce Power revenant à TransCanada s'est élevée à 2 882 gigawatts-heure (GWh), contre 2 765 GWh au troisième trimestre de 2004. Cette hausse découle principalement du fait que le nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif a été inférieur à celui du troisième trimestre de 2004.

Durant le troisième trimestre de 2005, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 32 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été de 23 jours-réacteur. Durant le troisième trimestre de 2004, il y a eu pour Bruce Power 55 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation préventif et 13 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. La capacité disponible moyenne des réacteurs de Bruce s'est établie à 88 % au troisième trimestre de 2005, alors qu'elle avait été de 85 % durant la même période en 2004. Le septième réacteur a été remis en service à la mi-août 2005 à la suite d'une inspection d'entretien préventif qui avait débuté le 7 mai 2005. Ce réacteur a été hors service pendant 98 jours, y compris un prolongement imprévu de 12 jours. Durant le troisième trimestre de 2005, le troisième réacteur a été mis hors service pendant 11 jours pour réparer le système de régulation. Le 8 octobre, le cinquième réacteur a été mis hors service pour une inspection d'entretien préventif qui devrait durer environ deux mois.

Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le troisième trimestre de 2005 ont été d'environ 70 \$ le MWh, comparativement à 45 \$ le MWh au troisième trimestre de 2004. Environ 60 % de la production disponible ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le troisième trimestre de 2005, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Les charges d'exploitation de Bruce Power se sont accrues légèrement, passant de 34 \$ le MWh au troisième trimestre de 2004 à 35 \$ le MWh au troisième trimestre de 2005. Les rajustements à la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice de participation provenant de Bruce Power pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2004, et ce, principalement en raison de l'amortissement inférieur du prix d'achat attribué à la juste valeur des contrats de vente au moment de l'acquisition. Le rajustement pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a lui aussi été inférieur en raison du fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés au moment de la remise en exploitation du troisième réacteur en mars 2004.

Le bénéfice de participation avant impôts pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est établi à 142 millions de dollars, alors qu'il avait été de 125 millions de dollars pour la même période en 2004. Les prix réalisés pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ont atteint 58 \$ le MWh, alors qu'ils avaient été de 46 \$ le MWh durant la même période en 2004. Environ 53 % de la production disponible ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant les neuf premiers mois de 2005, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Les charges d'exploitation de Bruce Power ont augmenté, passant de 32 \$ le MWh en 2004 à 39 \$ le MWh pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005. Cette hausse s'explique par la réduction de la production, de même que par l'accroissement des coûts d'entretien, la majoration de l'amortissement et la diminution de la capitalisation des coûts de main-d'œuvre et d'autres coûts internes à la suite de la remise en exploitation du troisième réacteur.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power est directement soumis aux fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant ainsi qu'à la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des 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 de 3,2 TWh de la production prévue pour le reste de 2005. De plus, une capacité d'environ 13 TWh de la production des réacteurs de Bruce B en 2006 a également été vendue aux termes de contrats à prix fixe. Dans son ensemble, la disponibilité moyenne des six réacteurs de Bruce devrait être de 83 % en 2005.

Durant le troisième trimestre de 2005, Bruce Power a versé au total des distributions de fonds de 165 millions de dollars à ses associés. La part revenant à TransCanada s'établit à 52 millions de dollars. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, Bruce Power a versé au total des distributions de fonds de 215 millions de dollars à ses associés. La part revenant à TransCanada s'établit à 68 millions de dollars. Aucune distribution de fonds aux associés n'avait eu lieu en 2004. Les associés ont convenu que tous les fonds excédentaires seront distribués mensuellement et que des appels de fonds distincts auront lieu pour les grands projets d'immobilisations.

Le 17 octobre 2005, TransCanada a annoncé que Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) avaient conclu un accord à long terme selon lequel Bruce Power remettra à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée d'exploitation du troisième réacteur grâce au remplacement des chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, et remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Le coût du programme d'investissement de Bruce Power pour les travaux de remise à neuf et en service devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TransCanada, soit près de 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen d'apports de capitaux durant la période allant de 2005 à 2011. Un barème de partage avec OEO des dépenses en immobilisations en fonction des risques et récompenses a été établi et prévoit des dépenses inférieures ou supérieures aux prévisions du scénario de référence de 4,25 milliards de dollars pour la remise à neuf et en service de Bruce A. Par suite de cet accord entre Bruce Power et l'OEO, et de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, une nouvelle société a été créée. La nouvelle Bruce Power A Limited Partnership (BALP) sous-louera les installations de Bruce A, qui se composent du premier au quatrième réacteurs de Bruce Power. Dans le cadre de ces opérations, TransCanada et BPC Generation Infrastructure Trust ont chacune engagé des fonds au comptant nets d'environ 100 millions de dollars, et elles détiennent chacune une participation de 47,4 % dans BALP. Le reste de la participation, soit 5,2 %, appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et à The Society of Energy Professionals. La création de BALP n'influera aucunement sur l'exploitation au quotidien de la centrale de Bruce, et TransCanada détient toujours une participation de 31,6 % dans les installations de Bruce B (du cinquième au huitième réacteurs). L'accord et les opérations susmentionnées ont été conclus le 31 octobre 2005 par suite de la réception de la décision favorable de l'Agence du revenu du Canada en matière fiscale.

Les travaux en vue de la remise en service des premier et deuxième réacteurs débiteront immédiatement, et le premier réacteur devrait être remis en service en 2009, sous réserve de l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. La remise en service des premier et deuxième réacteurs, dont la puissance est d'environ 1 500 mégawatts (MW) fera augmenter la production totale des installations de Bruce, qui atteindra plus de 6 200 MW.

Aux termes du contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A sera vendue, à compter de la date de réalisation de l'opération, au prix fixe de 57,37 \$ le MWh, rajusté annuellement en fonction de l'inflation, avant la récupération des coûts du combustible, qui seront transférés à l'OEO. Le contrat prévoit que les ventes de la production du cinquième au huitième réacteurs de Bruce B fassent l'objet d'un prix plancher de 45 \$ le MWh, rajusté annuellement en fonction de l'inflation. Toutes les rentrées de fonds de Bruce Power conformément à ce mécanisme de prix plancher sont remboursées si les prix augmentent ultérieurement pour se situer au-dessus du prix plancher de 45 \$ le MWh.

À la lumière de la restructuration de Bruce Power, TransCanada prévoit consolider proportionnellement son placement dans Bruce Power et dans BALP, et ce prospectivement à compter de la clôture de l'opération.

### Établissements de l'Ouest

#### Aperçu des résultats – Établissements de l'Ouest<sup>1)</sup>

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Produits</b>				
Ventes d'électricité	165	132	480	446
Autres <sup>2)</sup>	29	24	108	87
	<b>194</b>	<b>156</b>	<b>588</b>	<b>533</b>
<b>Coûts des marchandises vendues</b>				
Électricité	(105)	(71)	(313)	(274)
Autres <sup>2)</sup>	(17)	(9)	(67)	(47)
	<b>(122)</b>	<b>(80)</b>	<b>(380)</b>	<b>(321)</b>
<b>Autres coûts et charges</b>				
Amortissement	(34)	(28)	(102)	(82)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	(6)	(5)	(16)	(17)
	<b>32</b>	<b>43</b>	<b>90</b>	<b>113</b>

1) Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

2) Les autres produits comprennent Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel. Les autres coûts des marchandises vendues comprennent le coût du gaz naturel vendu.

#### Volume des ventes – Établissements de l'Ouest<sup>1)</sup>

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Offre</b>				
Production	544	680	1 691	1 432
Achats				
CAE de Sundance A et B	1 593	1 388	5 137	5 084
Autres achats <sup>2)</sup>	658	686	2 003	2 043
	<b>2 795</b>	<b>2 754</b>	<b>8 831</b>	<b>8 559</b>
<b>Contrats c. marché au comptant</b>				
Contrats	2 423	2 503	7 570	7 858
Marché au comptant	372	251	1 261	701
	<b>2 795</b>	<b>2 754</b>	<b>8 831</b>	<b>8 559</b>

1) Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

2) Comprend les volumes des conventions d'achat d'électricité (CAE) de Sheerness.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest se sont établis à 32 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit 11 millions de dollars de moins que pour

la même période en 2004. Ce recul est principalement attribuable à la constatation, au troisième trimestre de 2004, du bénéfice de la centrale de MacKay River qui avait été reporté pour les six premiers mois de 2004. Le bénéfice d'exploitation et les produits divers ont de plus subi le contrecoup des honoraires reçus de S.E.C. Électricité durant le troisième trimestre de 2004 et des marges réduites réalisées au troisième trimestre de 2005 en raison de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats. Les coûts thermiques sur le marché ont accusé un recul d'environ 20 % durant le trimestre visé en raison de la hausse d'environ 50 % (3 \$ le gigajoule) du prix au comptant du gaz naturel en Alberta entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005, alors que le prix moyen sur le marché au comptant de l'électricité a progressé de près de 23 % (12 \$ le MWh). Ces baisses ont été en partie annulées par les contributions supérieures découlant des CAE de Sundance A et B, et ce, principalement en raison de la capacité disponible supérieure des centrales. Une grande partie de l'électricité produite par les établissements de l'Ouest est vendue aux termes de contrats à long terme pour atténuer les risques liés aux prix. Un certain volume n'est délibérément pas vendu en vertu de contrats à long terme pour aider l'entreprise d'électricité à gérer l'ensemble de ses centrales. Cette méthode de gestion permet de minimiser les coûts si TransCanada était obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels.

Le bénéfice d'exploitation et produits divers de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 se sont établis à 90 millions de dollars, soit 23 millions de dollars de moins que le chiffre de 113 millions de dollars inscrit pour la même période en 2004. Cette baisse s'explique surtout par les marges réduites en raison du recul des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats et des honoraires reçus de S.E.C. Électricité en 2004.

Les produits tirés des ventes d'électricité et le coût de l'électricité vendue des établissements de l'Ouest ainsi que les volumes achetés connexes ont augmenté durant le troisième trimestre de 2005 comparativement à la même période en 2004 grâce à la capacité disponible supérieure des centrales de Sundance A et B compte tenu du nombre inférieur d'arrêts d'exploitation pour entretien. Les produits tirés des ventes d'électricité ont eux aussi augmenté en raison surtout de la hausse des prix réalisés durant le troisième trimestre de 2005. Les autres coûts et charges, soit 34 millions de dollars, dont le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, ont été supérieurs durant le troisième trimestre de 2005 en raison de la hausse des coûts de combustible à la centrale de MacKay River découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel et de la production d'électricité. Le volume d'électricité produite durant le troisième trimestre de 2005 a reculé de 136 GWh pour se situer à 544 GWh, baisse principalement attribuable aux arrêts d'exploitation pour entretien préventif à Carseland en 2005 et à l'arrêt d'exploitation pour entretien correctif à Bear Creek. L'accroissement des volumes d'électricité produits à MacKay River en raison d'arrêts d'exploitation durant le troisième trimestre de 2004 a en partie annulé ces réductions. La centrale de Bear Creek a connu certains problèmes d'exploitation en 2005 et, par conséquent, elle n'était pas entièrement disponible pendant la majorité des neuf premiers mois de 2005. Ces difficultés d'exploitation à Bear Creek n'ont cependant pas eu d'incidences importantes sur le résultat de l'entreprise d'électricité en 2005. L'évaluation technique se poursuit et des solutions possibles à long terme sont à l'étude. Au troisième trimestre de 2005, environ 13 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 9 % pour la même période en 2004. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant en ce qui a trait aux volumes non visés par des contrats, les établissements de l'Ouest

disposaient, au 30 septembre 2005, de contrats à prix fixe pour la vente à terme de 2 800 GWh pour le reste de 2005 et d'environ 8 000 GWh pour 2006.

### Établissements de l'Est

#### Aperçu des résultats – Établissements de l'Est<sup>1)</sup>

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Produits</b>				
Ventes d'électricité	136	139	380	415
Autres <sup>2)</sup>	111	51	254	168
	<b>247</b>	190	<b>634</b>	583
<b>Coûts des marchandises vendues</b>				
Électricité	(70)	(83)	(183)	(228)
Autres <sup>2)</sup>	(98)	(52)	(237)	(157)
	<b>(168)</b>	(135)	<b>(420)</b>	(385)
<b>Autres coûts et charges</b>				
Amortissement	(46)	(30)	(127)	(105)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	<b>(8)</b>	(4)	<b>(18)</b>	(16)
	<b>25</b>	21	<b>69</b>	77

1) Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

2) Les autres produits comprennent le gaz naturel.

#### Volume des ventes – Établissements de l'Est<sup>1)</sup>

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
<b>Offre</b>				
Production	600	302	2 006	1 102
Achats	833	1 329	2 138	3 614
	<b>1 433</b>	1 631	<b>4 144</b>	4 716
<b>Contrats c. marché au comptant</b>				
Contrats	1 348	1 581	3 765	4 581
Marché au comptant	85	50	379	135
	<b>1 433</b>	1 631	<b>4 144</b>	4 716

1) Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 4 millions de dollars, passant de 21 millions de dollars au troisième trimestre de 2004 à 25 millions de dollars au troisième trimestre de 2005. Cette hausse découle principalement du bénéfice de TC Hydro, qui regroupe les actifs de production d'énergie hydroélectrique achetés le 1<sup>er</sup> avril 2005, et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview en janvier 2005. L'absence de marges découlant principalement de l'échéance de contrats de vente d'électricité à long terme détenus à la fin de 2004 et qui n'ont pas été renouvelés en 2005 a en partie annulé ces augmentations.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, le bénéfice d'exploitation et les produits divers ont régressé de 8 millions de dollars, passant de 77 millions de dollars en 2004 à 69 millions de dollars en 2005. Le bénéfice supplémentaire découlant de l'acquisition des actifs de TC Hydro et le bénéfice de la centrale de cogénération de Grandview ont été plus qu'annulés par un paiement au titre d'une restructuration contractuelle de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de

dollars après impôts) versé par Ocean State Power (OSP) à ses fournisseurs de gaz naturel au premier trimestre de 2005, par une réduction de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) du bénéfice réalisé à la vente de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004 et par l'absence de marges découlant principalement de l'échéance de contrats de vente d'électricité à long terme. La restructuration contractuelle visant OSP a réduit d'environ trois ans la durée des contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme (échéant désormais en octobre 2008) et prévoit un rajustement des prix en fonction du prix au comptant du gaz naturel au point de livraison de Niagara, ce qui remplace le mécanisme antérieur d'établissement des prix par arbitrage qui avait donné lieu, pour OSP, à des prix du naturel supérieurs à ceux du marché.

Les volumes produits au troisième trimestre de 2005 se sont accrus de 298 GWh pour atteindre 600 GWh, alors qu'ils avaient été de 302 GWh en 2004, et ce, principalement en raison de l'acquisition des actifs de TC Hydro et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview. La production réduite de l'installation d'OSP a annulé en partie ces hausses. Au troisième trimestre de 2005, les installations de la phase I d'OSP ont été remises en exploitation après un arrêt d'exploitation pour entretien correctif qui a duré six mois. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif a débuté aux installations de la phase II d'OSP, et il devrait se poursuivre au premier trimestre de 2006.

Les produits tirés des ventes d'électricité des établissements de l'Est se sont établis à 136 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit une baisse de 3 millions de dollars qui découle de la diminution du volume des ventes visées par des contrats, en partie neutralisée par la hausse des prix de vente réalisés. Les volumes des ventes, soit 1 433 GWh pour le troisième trimestre de 2005, accusent un recul comparativement à ceux de la même période en 2004, surtout en raison de l'échéance des contrats de vente à long terme détenus à la fin de 2004 qui n'ont pas été renouvelés en 2005. Le coût de l'électricité vendue, soit 70 millions de dollars, a été inférieur au troisième trimestre de 2005, et ce, en raison de l'incidence des volumes inférieurs des achats d'électricité, en partie neutralisés par les prix plus forts payés pour les achats d'électricité. À 833 GWh, les volumes des achats d'électricité ont accusé une baisse au troisième trimestre de 2005 compte tenu du recul des volumes des ventes contractuelles et de l'incidence de la production d'électricité liée à l'achat des actifs de TC Hydro. Les volumes produits par les actifs de TC Hydro ont fait baisser la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses engagements de vente contractuels. Les autres produits d'exploitation et le coût des marchandises vendues se sont accrus d'un exercice à l'autre surtout en raison du gaz naturel acheté puis revendu aux termes des nouveaux contrats d'approvisionnement de gaz naturel d'OSP. Les autres coûts et charges de 46 millions de dollars, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, ont progressé de 16 millions de dollars. Cette hausse s'explique essentiellement par l'accroissement des coûts du combustible pour l'installation d'OSP et les frais d'exploitation des actifs de TC Hydro acquis en 2005.

Durant le troisième trimestre de 2005, environ 6 % des volumes des ventes d'électricité ont eu lieu sur le marché au comptant, comparativement à environ 3 % pendant la même période en 2004, ce qui découle de la vente d'une partie de la production des actifs de TC Hydro sur le marché au comptant. Les activités des établissements de l'Est ont été concentrées sur la vente de la majorité de l'électricité produite aux termes de contrats conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros. Elles englobent la gestion d'un portefeuille d'approvisionnements en électricité regroupant leur production et des achats de gros. Pour réduire le risque de prix auquel ils

sont exposés sur le marché au comptant, les établissements de l'Est avaient conclu, au 30 septembre 2005, des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 1 400 GWh d'électricité pour le reste de 2005 et pour environ 3 300 GWh d'électricité en 2006. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

### *Participation dans S.E.C. Électricité*

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de S.E.C. Électricité ont progressé de 6 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et la même période en 2005, en raison surtout de l'incidence cumulée de la comptabilisation de la participation dans S.E.C. Électricité en tant qu'actif destiné à la vente et du raffermissement des résultats d'exploitation de ses installations en Ontario. Le bénéfice d'exploitation et les produits divers pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ont été de 7 millions de dollars supérieurs au chiffre inscrit pour la même période en 2004. L'augmentation est principalement attribuable aux résultats supplémentaires découlant de l'acquisition, en 2004, des centrales de Curtis Palmer, de ManChief, de Mamquam et de Queen Charlotte par S.E.C. Électricité, au relèvement des résultats d'exploitation et à l'incidence de la comptabilisation de la participation dans S.E.C. Électricité en tant qu'actif destiné à la vente. Ces hausses ont été en partie annulées par l'incidence de la vente, par TransCanada, de sa participation dans S.E.C. Électricité le 31 août 2005, de la participation réduite dans la société en commandite en 2005 et de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de tous les gains antérieurement reportés découlant de l'élimination de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité.

### *Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers*

Les frais généraux, administratifs et de soutien et les frais divers se sont établis à 23 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit 2 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2004. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, ces frais ont augmenté de 4 millions de dollars contre la même période de 2004 pour atteindre 74 millions de dollars.

## **Volume des ventes d'électricité et capacité disponible des centrales**

### **Volumes des ventes d'électricité**

(non vérifié) (en gigawatts-heure)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Participation dans Bruce Power <sup>1)</sup>	2 882	2 765	7 786	8 257
Établissements de l'Ouest <sup>2)</sup>	2 795	2 754	8 831	8 559
Établissements de l'Est <sup>2)</sup>	1 433	1 631	4 144	4 716
Participation dans S.E.C. Électricité <sup>2) 3)</sup>	445	642	1 865	1 750
<b>Total</b>	<b>7 555</b>	<b>7 792</b>	<b>22 626</b>	<b>23 282</b>

- 1) Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power.
- 2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.
- 3) TransCanada a assuré l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005. Les volumes dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005.

<b>Capacité disponible moyenne pondérée des centrales<sup>1)</sup></b> (non vérifié)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	<b>2005</b>	2004	<b>2005</b>	2004
Participation dans Bruce Power <sup>2)</sup>	<b>88 %</b>	85 %	<b>80 %</b>	85 %
Établissements de l'Ouest <sup>3)</sup>	<b>89 %</b>	94 %	<b>86 %</b>	96 %
Établissements de l'Est <sup>3) 4)</sup>	<b>84 %</b>	98 %	<b>81 %</b>	97 %
Participation dans S.E.C. Électricité <sup>3) 5)</sup>	<b>96 %</b>	97 %	<b>93 %</b>	97 %
Toutes les centrales, exclusion faite de la participation dans Bruce Power	<b>88 %</b>	97 %	<b>85 %</b>	96 %
Toutes les centrales	<b>89 %</b>	92 %	<b>81 %</b>	92 %

- 1) La capacité disponible 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.
- 2) Le troisième réacteur est inclus depuis le 1<sup>er</sup> mars 2004.
- 3) La capacité disponible des centrales de ManChief et de Curtis Palmer est incluse dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.
- 4) La capacité disponible de TC Hydro est incluse dans les établissements de l'Est depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005.
- 5) La capacité disponible de S.E.C. Électricité est incluse jusqu'au 31 août 2005.

## **Siège social**

Les charges nettes se sont élevées à 13 millions de dollars et à 29 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, alors qu'un bénéfice net de 8 millions de dollars et de 1 million de dollars avait été constaté pour les périodes correspondantes de 2004.

La hausse de 21 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour le troisième trimestre de 2005, comparativement aux charges nettes de la même période en 2004, provient surtout d'un rajustement de 12 millions de dollars après impôts au troisième trimestre de 2004 par suite de l'annulation des provisions pour la restructuration établies préalablement ainsi que de l'augmentation des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005.

L'accroissement de 30 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, comparativement à celles de la même période en 2004, provient principalement de l'augmentation des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005 ainsi que de l'annulation, au troisième trimestre de 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement. Les remboursements d'impôts sur les bénéfiques et les rajustements fiscaux positifs constatés pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 sont comparables aux remboursements d'impôts sur les bénéfiques et intérêts connexes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004.

## **Liquidités et ressources en capital**

### **Flux de trésorerie liés à l'exploitation**

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 489 millions de dollars et à 1 375 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, alors qu'ils avaient été de 387 millions de dollars et de 1 184 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2004.

TransCanada estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins, le cas échéant, et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2004.

### **Activités d'investissement**

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions, ont totalisé respectivement 166 millions de dollars (97 millions de dollars en 2004) et 409 millions de dollars (291 millions de dollars en 2004). Pour l'essentiel, elles se rapportaient à la construction de nouvelles centrales électriques ainsi qu'à la préservation du capital et à la capacité des gazoducs de l'entreprise de transport de gaz.

Durant le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, la cession d'actifs a permis de générer respectivement 523 millions de dollars (néant en 2004) et 676 millions de dollars (408 millions de dollars en 2004). Les cessions en 2005 sont liées à la vente de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et de parts de PipeLines LP, alors que les cessions en 2004 se rapportaient principalement à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité.

Durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, la société a consacré 632 millions de dollars (63 millions de dollars en 2004) à l'acquisition des actifs de TC Hydro et à l'achat d'une participation supplémentaire de 3,52 % dans Iroquois Gas Transmission System L.P.

### **Activités de financement**

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, TransCanada a affecté respectivement 5 millions de dollars et 941 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. TransCanada a émis des titres de créance à long terme d'une valeur de 799 millions de dollars durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2005. Le 1<sup>er</sup> juin 2005, Gas Transmission Northwest Corporation (GTNC) a racheté toutes les débetures non garanties de premier rang 7,80 % de 150 millions de dollars US et les effets non garantis de premier rang 7,10 % de 250 millions de dollars US. À la même date, GTNC a réalisé un placement privé multi-tranches de titres de créance de premier rang totalisant 400 millions de dollars US comportant un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,28 % et une durée moyenne pondérée d'environ 18 ans. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, l'encours des effets à payer a diminué de 163 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 53 millions de dollars.

### ***Dividendes***

Le 31 octobre 2005, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2005, un dividende trimestriel de 0,305 \$ par action ordinaire en circulation. Il s'agit du 168<sup>e</sup> dividende trimestriel consécutif versé par TransCanada et sa filiale sur les actions ordinaires. Le dividende est payable le 31 janvier 2006 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 décembre 2005.

## Obligations contractuelles

Principalement en raison des nouveaux contrats conclus au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2005, les obligations d'achat futures de l'entreprise d'électricité au 30 septembre 2005 sont évaluées comme suit :

### Obligations d'achat

(non vérifié, en millions de dollars)	2005 <sup>1)</sup>	2006	2007	2008	2009	2010+
<b>Électricité</b>						
Achats de produits de base <sup>2)</sup>	289	797	706	596	273	2 648
Dépenses en immobilisations <sup>3)</sup>	82	185	70	3	1	-
Autres <sup>4)</sup>	22	60	49	32	29	114
	393	1 042	825	631	303	2 762

- 1) Comprend les obligations d'achat pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2005.
- 2) Les achats de produits de base comprennent les composantes fixes et variables. Les composantes variables sont des estimations et dépendent de la production des centrales, des prix sur le marché et des tarifs réglementaires.
- 3) Les montants sont des estimations et dépendent du moment de la construction et des améliorations apportées dans le cadre de projets.
- 4) Comprend des estimations de certains montants qui peuvent varier en fonction des heures d'utilisation des centrales, de l'indice des prix à la consommation, des coûts d'entretien des centrales réels, des salaires aux centrales ainsi que des modifications des tarifs de transport réglementés.

Il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada entre le 31 décembre 2004 et le 30 septembre 2005, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TransCanada dans le rapport annuel 2004 de TransCanada.

## Instruments financiers et autres instruments

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

### *Gestion du risque lié au prix de l'énergie*

Pour gérer le risque lié à l'ensemble de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans les tableaux ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés indiqués ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 30 septembre 2005 et au 31 décembre 2004.

**Électricité**

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2005 (non vérifié)		31 décembre 2004
	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	(123)	7
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	19	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	(13)	(39)
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	(16)	(2)
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	(1)

**Volumes de référence  
30 septembre 2005  
(non vérifié)**

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	911	6 366	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 206	220	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	80	71
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	26	21
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	44	-	-

**Volumes de référence  
31 décembre 2004**

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	80	84
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	229	2	-

**Gestion des risques**

Les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TransCanada est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

## **Contrôles et procédures**

Au 30 septembre 2005, les membres de la direction de TransCanada, 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 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 ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière 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 TransCanada.

## **Convention comptable d'importance critique**

La convention comptable d'importance critique de TransCanada, qui n'a pas été modifiée depuis le 31 décembre 2004, 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 2004 de TransCanada, 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. Depuis le 31 décembre 2004, l'estimation comptable d'importance critique de TransCanada demeure la dotation aux amortissements. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

## **Modifications comptables**

### *Instruments financiers – informations à fournir et présentation*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2005, la société a adopté les dispositions modifiées du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur la classement de certains instruments financiers qui comportent des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TransCanada a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, composante qui sera classée comme dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour le troisième trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés <sup>1)</sup>	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	(670)
Total du passif et des capitaux propres	-
1) Report réglementaire	

## Perspectives

En 2005, la société prévoit que le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz sera supérieur aux prévisions initiales, principalement en raison du gain de 49 millions de dollars après impôts lié à la vente des parts de PipeLines LP. La société prévoit en outre que le bénéfice net de l'entreprise d'électricité en 2005 sera supérieur aux prévisions initiales, avant tout en raison du gain de 193 millions de dollars après impôts constaté à la vente de S.E.C. Électricité et du gain après impôts d'environ 115 millions de dollars constaté à la vente de la participation de la société dans PT Paiton Energy Company (Paiton Energy), qui devrait être réalisée durant le quatrième trimestre de 2005. La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur Paiton Energy. TransCanada prévoit que le résultat de Bruce Power sera supérieur aux prévisions, en raison principalement des prix réalisés supérieurs pour l'électricité en 2005 comparativement à ceux de 2004. Ces incidences mises à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

En 2005 TransCanada continuera d'orienter ses ressources vers les occasions de croissance à long terme qui lui permettront de consolider son rendement financier et de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Grâce à son bénéfice net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son solide bilan, 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 de créance de premier rang non garantis de TransCanada PipeLines Limited sont à ce jour respectivement A, A2 et A-, respectivement. DBRS et Moody's continuent de considérer les perspectives d'avenir comme étant stables, et Standard & Poor's, comme étant négatives.

## **Autres faits nouveaux**

### **Transport de gaz**

#### *Gazoducs détenus en propriété exclusive*

##### *Réseau de l'Alberta*

Le 7 juin 2005, l'EUB a approuvé un règlement négocié pour les besoins en produits du réseau de l'Alberta de 2005 à 2007. Tel que le stipule le règlement, à la suite de l'approbation du règlement, TransCanada a retiré la requête qu'elle avait présentée à la Cour d'appel de l'Alberta pour l'autorisation de porter en appel la décision 2004-069 au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. TransCanada a de plus convenu qu'elle ne donnerait pas suite à une demande d'examen et de modification au sujet des constatations de l'EUB sur la rémunération incitative et les coûts des mesures incitatives à long terme.

TransCanada continuera d'appliquer les tarifs provisoires de 2005 pour le service de transport sur le réseau de l'Alberta. Les tarifs provisoires, approuvés par l'EUB en décembre 2004, demeureront en vigueur jusqu'à ce que les tarifs définitifs soient déterminés à la suite de la deuxième phase de l'audience sur la demande tarifaire générale de 2005 pour le réseau de l'Alberta. La deuxième phase du processus de tarification de l'EUB permet de déterminer la ventilation, entre les services de transport et la tarification, des coûts approuvés pour 2005. La deuxième phase de l'audience de l'EUB a débuté le 4 octobre 2005. Les témoignages de vive voix ont duré deux semaines et se sont terminés le 19 octobre. Les observations écrites et les répliques seront été déposées respectivement le 10 novembre et le 24 novembre.

#### *Autres entreprises de transport de gaz*

##### *Cacouna*

En septembre 2005, le village de Cacouna, au Québec, a voté, dans une proportion de 57,2 %, en faveur de la construction d'un terminal méthanier dans la région. La création de la coentreprise Énergie Cacouna de Petro-Canada et de TransCanada a été annoncée en septembre 2004. La coentreprise propose un projet de 660 millions de dollars, au port de Gros-Cacouna sur le fleuve Saint-Laurent, en vue de la réception, du stockage et de la regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) importé ainsi que l'expédition d'environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. TransCanada exploitera l'installation, et Petro-Canada conclura des contrats pour toute la capacité de production et fournira le GNL.

Les demandes nécessaires ont été présentées aux organismes de réglementation fédéraux, provinciaux et municipaux, et les décisions à ce titre sont attendues vers la fin de 2006. Moyennant la réception des approbations, les travaux de construction débuteront peu après, et la mise en service du terminal est prévue pour la fin de 2009.

## Électricité

### *TransCanada Hydro Northeast, Inc.*

Le 1<sup>er</sup> avril 2005, TransCanada a conclu l'acquisition des actifs de production d'énergie hydroélectrique d'USGen, ayant une capacité de production totale de 567 MW au prix de 505 millions de dollars US sous réserve des rajustements de clôture.

La centrale de Bellows Falls, d'une puissance de 49 MW, était au nombre des centrales hydroélectriques achetées par TransCanada et faisait l'objet d'une option d'achat en faveur de la ville de Rockingham (la « ville »). Aux termes de la convention, la ville possédait l'option d'acheter la centrale au prix de 72 millions de dollars US. La ville a exercé son option en décembre 2004, et elle a cédé ses droits à Vermont Hydroelectric Power Authority pour mettre en place le financement de l'acquisition de la centrale de Bellows Falls. La ratification de la convention d'option comportait de nombreuses conditions préalables, plus particulièrement l'obtention des approbations réglementaires pertinentes, y compris celle du Vermont Public Service Board et de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis. Puisque ces conditions préalables n'ont pas été satisfaites dans le délai stipulé dans la convention d'option, cette dernière a été résiliée en septembre 2005. Par conséquent, TransCanada détient et exploite toujours la centrale hydroélectrique de Bellows Falls de 49 MW.

### *S.E.C. Électricité*

Le 31 août 2005, TransCanada a conclu la vente de sa participation dans S.E.C. Électricité à EPCOR pour un produit net de 523 millions de dollars. Cette opération a donné lieu, pour TransCanada, à un gain après impôts de 193 millions de dollars au troisième trimestre de 2005. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise d'électricité, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 52 millions de dollars, y compris une charge de 79 millions de dollars au titre des impôts exigibles. L'acquisition par EPCOR comprend 14,5 millions de parts de société en commandite de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la possession de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité ainsi que les accords de gestion et d'exploitation régissant l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité. Une fois l'opération réalisée, la dénomination de la société en commandite a été modifiée de S.E.C. TransCanada Électricité à Société en commandite EPCOR Power (la « société en commandite »).

Depuis la réalisation de la vente, TransCanada n'est plus le commandité de la société en commandite et TransCanada et les sociétés qui lui sont affiliées ne détiennent plus de parts de la société en commandite. En outre, près de 100 employés de TransCanada qui assuraient des services de gestion, d'exploitation et d'entretien conformément au contrat conclu avec la société en commandite, sont devenus des employés d'EPCOR.

*Paiton Energy*

En juin 2005, TransCanada a conclu une entente pour la vente de sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy aux filiales de The Tokyo Electric Power Company au prix de 103 millions de dollars US, sous réserve de rajustements. TransCanada avait initialement acheté sa participation dans Paiton Energy en 1996. Paiton Energy possède deux centrales de 615 MW alimentées au charbon dans le Java oriental, en Indonésie. Sous réserve des diverses approbations requises, cette opération devrait être ratifiée durant le quatrième trimestre de 2005. TransCanada s'attend à réaliser un gain après impôts de 115 millions de dollars dans le cadre de cette opération de vente.

**Renseignements sur les actions**

Au 30 septembre 2005, TransCanada avait 486 974 317 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait en circulation 8 959 799 options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 6 546 223 options pouvaient être exercées au 30 septembre 2005.

**Principales données financières trimestrielles consolidées<sup>1)</sup>**

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2005			2004				2003
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	1 491	1 444	1 407	1 478	1 307	1 344	1 356	1 375
Bénéfice net								
Activités poursuivies	427	200	232	185	193	388	214	193
Activités abandonnées	-	-	-	-	52	-	-	-
	427	200	232	185	245	388	214	193
<b>Données sur les actions</b>								
Bénéfice net par action – de base								
Activités poursuivies	0,88 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,40 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$
Activités abandonnées	-	-	-	-	0,11	-	-	-
	0,88 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,51 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$
Bénéfice net par action – dilué								
Activités poursuivies	0,87 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,39 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$
Activités abandonnées	-	-	-	-	0,11	-	-	-
	0,87 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,50 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$
Dividende déclaré par action ordinaire	0,305 \$	0,305 \$	0,305 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,27 \$

1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. On trouve aux notes 1 et 21 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés retraités de 2004 de TransCanada des renseignements détaillés sur les facteurs influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

*Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle*

L'entreprise de transport de gaz est principalement constituée des placements de la société dans des gazoducs réglementés, et ses produits ainsi que son résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par

suite des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs et en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité est constituée principalement des placements de la société dans des centrales électriques, et ses produits ainsi que son résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif ainsi que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux éléments ayant influé sur le résultat net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit:

- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant d'environ 12 millions de dollars.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars après impôts liés à S.E.C. Électricité, dont 132 millions de dollars avaient été reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017.
- Au troisième trimestre de 2004, les décisions rendues par l'EUB sur les coûts en capital généraux et la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 ont entraîné une baisse du résultat du réseau de l'Alberta comparativement aux trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un rajustement de 12 millions de dollars après impôts lié à l'annulation des provisions pour la restructuration établies préalablement et à la constatation de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital.
- Au quatrième trimestre de 2004, TransCanada a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté un résultat net de 14 millions de dollars à partir de la date d'acquisition, soit le 1<sup>er</sup> novembre 2004. L'entreprise d'électricité a bénéficié de l'incidence positive de 16 millions de dollars avant impôts découlant d'une restructuration liée aux contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison et visant les établissements de l'Est.
- Le résultat net du premier trimestre de 2005 comprend des gains de 48 millions de dollars après impôts liés à la vente de parts de PipeLines LP. Les résultats de l'entreprise d'électricité comprennent des coûts de 10 millions de dollars après impôts pour la restructuration par OSP de contrats d'approvisionnements en gaz naturel. De plus, le bénéfice de participation provenant de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de l'accroissement des charges d'exploitation attribuable à l'exploitation de six réacteurs.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprenait 21 millions de dollars (13 millions de dollars visant 2004 et 8 millions de dollars visant le semestre terminé le 30 juin 2005), en ce qui a trait à la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada. Le 1<sup>er</sup> avril 2005, TransCanada a conclu l'acquisition des actifs de production hydroélectrique d'USGen. Le bénéfice de participation provenant de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence

soutenue des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et d'un arrêt d'exploitation pour entretien correctif du sixième réacteur après qu'un transformateur ait pris feu.

- Le résultat net du troisième trimestre de 2005 comprend des gains de 193 millions de dollars après impôts liés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité. De plus, le bénéfice de participation provenant de Bruce Power a été supérieur à celui des trimestres antérieurs en raison des prix réalisés supérieurs pour l'électricité et de la légère augmentation des volumes produits.

---

### **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 TransCanada de mettre en œuvre avec succès 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 pipelines 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 pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque 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	
	2005	2004	2005	2004
<b>Produits</b>	<b>1 491</b>	1 307	<b>4 342</b>	4 007
<b>Charges d'exploitation</b>				
Coût des marchandises vendues	290	215	800	706
Autres coûts et charges	466	379	1 310	1 152
Amortissement	247	236	750	700
	<b>1 003</b>	830	<b>2 860</b>	2 558
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>488</b>	477	<b>1 482</b>	1 449
<b>Autres charges (produits)</b>				
Charges financières	210	220	625	637
Charges financières des coentreprises	14	15	46	45
Bénéfice de participation	(105)	(39)	(163)	(156)
Intérêts créditeurs et autres produits	(21)	(34)	(49)	(58)
Gain lié à PipeLines LP	-	-	(82)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	(245)	-	(245)	(197)
Gain lié à Millenium	-	-	-	(7)
	<b>(147)</b>	162	<b>132</b>	264
<b>Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>635</b>	315	<b>1 350</b>	1 185
<b>Impôts sur les bénéfices</b>				
Exigibles	189	99	429	329
Futurs	12	17	38	38
	<b>201</b>	116	<b>467</b>	367
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>				
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
Autres	1	-	7	6
	<b>7</b>	6	<b>24</b>	23
<b>Bénéfice net découlant des activités poursuivies</b>	<b>427</b>	193	<b>859</b>	795
<b>Bénéfice net découlant des activités abandonnées</b>	-	52	-	52
<b>Bénéfice net</b>	<b>427</b>	245	<b>859</b>	847
<b>Bénéfice net par action</b>				
Activités poursuivies	0,88 \$	0,40 \$	1,77 \$	1,64 \$
Activités abandonnées	-	0,11	-	0,11
<b>De base</b>	<b>0,88 \$</b>	0,51 \$	<b>1,77 \$</b>	1,75 \$
<b>Dilué</b>	<b>0,87 \$</b>	0,50 \$	<b>1,76 \$</b>	1,74 \$
<b>Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)</b>	<b>486,7</b>	484,4	<b>485,9</b>	484,0
<b>Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)</b>	<b>489,6</b>	486,9	<b>488,7</b>	486,5

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	
	2005	2004	2005	2004
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	427	193	859	795
Amortissement	247	236	750	700
Gain lié à PipeLines LP, déduction faite de la charge fiscale au titre des impôts exigibles (note 5)	-	-	(31)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité, déduction faite de la charge fiscale au titre des impôts exigibles (note 5)	(166)	-	(166)	(197)
Gain lié à Millennium, déduction faite de la charge fiscale au titre des impôts exigibles	-	-	-	(7)
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(52)	(29)	(78)	(119)
Capitalisation des régimes de retraite inférieure (supérieure) aux charges	12	(22)	(5)	(21)
Impôts futurs	12	17	38	38
Part des actionnaires sans contrôle	7	6	24	23
Autres	2	(14)	(16)	(28)
Fonds provenant des activités poursuivies	489	387	1 375	1 184
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	89	133	(129)	51
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	578	520	1 246	1 235
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(166)	(97)	(409)	(291)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	-	(49)	(632)	(63)
Cession d'actifs	523	-	676	408
Montants reportés et autres	(42)	(12)	(97)	(26)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	315	(158)	(462)	28
<b>Activités de financement</b>				
Dividendes	(154)	(152)	(454)	(442)
Effets remboursés, montant net	(696)	(66)	(163)	(367)
Dette à long terme émise	-	-	799	665
Réduction de la dette à long terme	(5)	(9)	(941)	(510)
Dette sans recours émise par les coentreprises	4	60	9	147
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(9)	(8)	(30)	(20)
Parts de sociétés en commandite de coentreprises émises	-	-	-	88
Actions ordinaires émises	10	8	39	25
Sorties nettes liées aux activités de financement	(850)	(167)	(741)	(414)
<b>Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme</b>	(12)	(58)	10	(55)
<b>Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme</b>	31	137	53	794
<b>Encaisse et placements à court terme</b>				
Au début de la période	210	995	188	338
<b>Encaisse et placements à court terme</b>				
À la fin de la période	241	1 132	241	1 132
<b>Information supplémentaire sur les flux de trésorerie</b>				
Impôts sur les bénéfices payés	102	77	409	329
Intérêts payés	214	193	642	586

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**Bilans consolidés**

(en millions de dollars)	30 septembre 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Encaisse et placements à court terme	241	188
Débiteurs	574	627
Stocks	241	174
Autres	302	120
	<b>1 358</b>	<b>1 109</b>
<b>Placements à long terme</b>	<b>850</b>	<b>840</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>18 566</b>	<b>18 704</b>
<b>Autres éléments d'actif</b>	<b>1 378</b>	<b>1 459</b>
	<b>22 152</b>	<b>22 112</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Effets à payer	383	546
Créditeurs	1 168	1 135
Intérêts courus	222	214
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	379	766
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	71	83
	<b>2 223</b>	<b>2 744</b>
<b>Montants reportés</b>	<b>962</b>	<b>783</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>9 781</b>	<b>9 713</b>
<b>Impôts futurs</b>	<b>571</b>	<b>509</b>
<b>Dette sans recours des coentreprises</b>	<b>626</b>	<b>779</b>
<b>Titres privilégiés</b>	<b>534</b>	<b>554</b>
	<b>14 697</b>	<b>15 082</b>
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>		
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Autres	74	76
	<b>463</b>	<b>465</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires	4 750	4 711
Surplus d'apport	271	270
Bénéfices non répartis	2 069	1 655
Écart de conversion	(98)	(71)
	<b>6 992</b>	<b>6 565</b>
	<b>22 152</b>	<b>22 112</b>

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 Corporation (TransCanada 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 consolidés vérifiés retraités de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, 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 consolidés vérifiés retraités de 2004. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés 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

#### *Instruments financiers – informations à fournir et présentation*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2005, la société a adopté les dispositions modifiées du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers - informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur la classement de certains instruments financiers qui représentent des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TransCanada a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, qui sera classée comme dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour le troisième trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés <sup>1)</sup>	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	(670)
Total du passif et capitaux propres	-

1) Report réglementaire

### 3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	1 039	945	452	362	-	-	1 491	1 307
Coûts des marchandises vendues	-	-	(290)	(215)	-	-	(290)	(215)
Autres coûts et charges	(358)	(293)	(107)	(86)	(1)	-	(466)	(379)
Amortissement	(236)	(218)	(11)	(18)	-	-	(247)	(236)
Bénéfice (perte) d'exploitation	445	434	44	43	(1)	-	488	477
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(183)	(198)	-	(3)	(34)	(25)	(217)	(226)
Charges financières des coentreprises	(14)	(14)	-	(1)	-	-	(14)	(15)
Bénéfice de participation	6	10	99	29	-	-	105	39
Intérêts créditeurs et autres produits	8	1	2	6	11	27	21	34
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	245	-	-	-	245	-
Impôts sur les bénéfices	(114)	(99)	(98)	(23)	11	6	(201)	(116)
Activités poursuivies	148	134	292	51	(13)	8	427	193
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	52
<b>Bénéfice net</b>							<b>427</b>	<b>245</b>

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	3 066	2 842	1 276	1 165	-	-	4 342	4 007
Coûts des marchandises vendues	-	-	(800)	(706)	-	-	(800)	(706)
Autres coûts et charges	(988)	(876)	(318)	(273)	(4)	(3)	(1 310)	(1 152)
Amortissement	(701)	(645)	(49)	(55)	-	-	(750)	(700)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 377	1 321	109	131	(4)	(3)	1 482	1 449
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(552)	(587)	(2)	(7)	(95)	(66)	(649)	(660)
Charges financières des coentreprises	(41)	(43)	(5)	(2)	-	-	(46)	(45)
Bénéfice de participation	21	31	142	125	-	-	163	156
Intérêts créditeurs et autres produits	21	6	5	11	23	41	49	58
Gain liés à PipeLines LP	82	-	-	-	-	-	82	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	245	197	-	-	245	197
Gain lié à Millennium	-	7	-	-	-	-	-	7
Impôts sur les bénéfices	(384)	(306)	(130)	(90)	47	29	(467)	(367)
Activités poursuivies	524	429	364	365	(29)	1	859	795
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	52
<b>Bénéfice net</b>							<b>859</b>	<b>847</b>

### Total de l'actif

(en millions de dollars)

	30 septembre 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
Transport de gaz	17 781	18 410
Électricité	3 427	2 802
Siège social	944	900
	<b>22 152</b>	<b>22 112</b>

#### 4. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

##### *Gestion du risque lié au prix de l'énergie*

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats de rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 30 septembre 2005 et au 31 décembre 2004.

##### Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2005 (non vérifié)		31 décembre 2004
	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps			
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	(123)	7
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	19	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	(13)	(39)
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	(16)	(2)
Contrats de rendement thermique			
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	(1)

##### Volumes de référence

30 septembre 2005  
(non vérifié)

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps					
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	911	6 366	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 206	220	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	80	71
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	26	21
Contrats de rendement thermique					
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	44	-	-

Volumes de référence 31 décembre 2004		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Traitement comptable		Achats	Ventes
Électricité – swaps	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	80	84
	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique	Éléments de couverture	-	229	2	-

## 5. Cessions

### *PipeLines LP*

En mars et avril 2005, TransCanada a vendu 3 574 200 millions de parts ordinaires de TC PipeLines, LP (PipeLines LP), ce qui a donné lieu pour la société à un produit net d'environ 153 millions de dollars et à un gain après impôts d'environ 49 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise de transport de gaz, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 33 millions de dollars, y compris une charge de 51 millions de dollars au titre des impôts exigibles. À la suite de ces opérations, TransCanada détient toujours une participation de 13,4 % dans PipeLines LP représentée par la participation du commandité (2,0 %) et par la participation de 11,4 % en tant que commanditaire.

### *S.E.C. Électricité*

Le 31 août 2005, TransCanada a réalisé la vente de sa participation dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) à EPCOR, pour un produit net de 523 millions de dollars. Cette opération a donné lieu, pour TransCanada, à un gain après impôts de 193 millions de dollars au troisième trimestre de 2005. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise d'électricité, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 52 millions de dollars, y compris une charge de 79 millions de dollars au titre des impôts exigibles. L'acquisition par EPCOR comprend 14,5 millions de parts de société en commandite de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la possession de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité ainsi que les accords de gestion et d'exploitation régissant l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité. Une fois l'opération réalisée, la dénomination de la société en commandité été modifiée de S.E.C. TransCanada Électricité à Société en commandite EPCOR Power (la « société en commandite »).

À compter de la date de réalisation de l'opération, TransCanada n'est plus le commandité de la société en commandite et TransCanada et les sociétés qui lui sont affiliées ont cessé de détenir des parts de la société en commandite. En outre, près de 100 employés de TransCanada, qui assuraient des services de gestion, d'exploitation et d'entretien conformément au contrat conclu avec la société en commandite, sont devenus des employés d'EPCOR.

## 6. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Coût des services rendus au cours de la période	7	7	-	1
Intérêts débiteurs	16	14	1	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(16)	(14)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	5	3	-	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>4</b>

  

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Coût des services rendus au cours de la période	22	21	1	2
Intérêts débiteurs	48	42	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(48)	(41)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	13	9	1	2
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<b>37</b>	<b>33</b>	<b>8</b>	<b>10</b>

## 7. Événements postérieurs

### *Bruce Power L.P.*

Le 17 octobre 2005, TransCanada a annoncé que Bruce Power L.P. (Bruce Power) et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) avaient conclu un accord à long terme selon lequel Bruce Power remettra à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée d'exploitation du troisième réacteur grâce au remplacement des chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, et remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Le coût du programme de remise à neuf et en service des installations de Bruce Power totalisera environ 4,25 milliards de dollars, dont la quote-part de TransCanada, soit quelque 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen d'apport de capitaux durant la période allant de 2005 à 2011. Par suite de cet accord entre Bruce Power et l'OEO, et de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, une nouvelle société a été créée. La nouvelle Bruce Power A Limited Partnership (BALP) sous-louera les installations de Bruce A, qui se composent du premier au quatrième réacteurs de Bruce Power. Dans le cadre de ces opérations, TransCanada et BPC Generation Infrastructure Trust ont chacune engagé des fonds au comptant nets d'environ 100 millions de dollars, et elles détiennent chacune une participation de 47,4 % dans BALP. Le reste de la participation, soit 5,2 %, appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et à The Society of Energy Professionals. La création de BALP n'influera aucunement sur l'exploitation de la centrale de Bruce au quotidien, et TransCanada détient toujours une participation de 31,6 % dans les installations de Bruce B (du cinquième au huitième réacteurs). En conséquence de la restructuration de Bruce Power, TransCanada prévoit consolider proportionnellement son placement dans Bruce Power et BALP, et ce prospectivement à compter de la clôture de l'opération. L'accord et les opérations susmentionnées ont été réalisés le 31 octobre 2005 par suite de la réception d'une décision favorable de l'Agence du revenu du Canada en matière fiscale.

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 au (403) 920-7911.

Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457

Relations avec les médias : Kurt Kadatz/Jennifer Varey au (403) 920-7859.

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