TRANSCANADA CORPORATION – PREMIER TRIMESTRE DE 2008

Renseignements aux médias :	Shela Shapiro/Cecily Dobson	403-920-7859 800-608-7859
Renseignements aux investisseurs et analystes :	David Moneta/Myles Dougan/Terry Hook	403-920-7911 800-361-6522

Communiqué

TransCanada annonce un bénéfice net de 449 millions de dollars au premier trimestre
Le résultat comparable par action augmente de 22 %

CALGARY, Alberta – Le 25 avril 2008 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants des résultats du premier trimestre

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

- Le bénéfice net du premier trimestre de 2008 s'est accru d'environ 60 % par action pour s'établir à 449 millions de dollars (0,83 $ par action), comparativement au chiffre de 265 millions de dollars (0,52 $ par action) inscrit pour la même période en 2007.
- Le résultat comparable du premier trimestre de 2008 a progressé d'environ 22 % par action pour s'établir à 326 millions de dollars (0,60 $ par action), comparativement au chiffre de 250 millions de dollars (0,49 $ par action) inscrit pour la même période en 2007.
- Les fonds provenant de l'exploitation ont augmenté d'environ 58 %, passant de 582 millions de dollars au premier trimestre de 2007 à 922 millions de dollars pour la période correspondante de 2008.
- Le conseil d'administration déclare un dividende de 0,36 $ par action ordinaire.
- La société convient d'acquérir, en contrepartie de 2,8 milliards de dollars US, la centrale électrique de Ravenswood d'une puissance de 2 480 mégawatts (« MW ») et située dans la ville de New York.
- Des règlements de 152 millions de dollars ont été réalisés dans le cadre de la faillite de Calpine.
- Le Département d'État des États-Unis accorde un permis présidentiel pour le projet d'oléoduc Keystone. La construction devrait commencer au deuxième trimestre de 2008.

« Le résultat et les flux de trésorerie solides produits au premier trimestre par nos entreprises de pipelines et d'énergie sont attribuables à l'importance accordée aux occasions d'investissement dans des marchés où notre savoir-faire et notre avantage concurrentiel nous distinguent, a affirmé Hal

Kvisle, président et chef de la direction de TransCanada. Nous maintenons nos efforts en vue de devenir le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, et nous sommes très optimistes quant aux importantes possibilités de croissance au sein de nos entreprises essentielles et dans les marchés que nous desservons. Pendant le premier trimestre, nous avons annoncé l'acquisition de la centrale de Ravenswood, située dans la ville de New York, et nous avons continué de faire progresser le projet d'oléoduc Keystone. De telles occasions contribuent à rehausser la valeur à long terme pour nos actionnaires. »

TransCanada Corporation (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net du premier trimestre de 2008 a atteint à 449 millions de dollars (0,83 $ par action), comparativement à 265 millions de dollars (0,52 $ par action) au premier trimestre de 2007.

Le résultat comparable est passé de 250 millions de dollars (0,49 $ par action) au premier trimestre de 2007 à 326 millions de dollars (0,60 $ par action) au premier trimestre de 2008. Cette hausse de 76 millions de dollars (0,11 $ par action) découle de l'apport supérieur des entreprises de pipelines et d'énergie. L'augmentation au sein de l'entreprise de pipelines est en majeure partie attribuable au résultat sur un trimestre complet découlant de l'acquisition d'ANR en février 2007 et à la hausse du résultat du réseau principal au Canada et de GTN. L'accroissement au sein de l'entreprise d'énergie s'explique surtout par la progression du résultat des installations énergétiques de l'Est et des installations de stockage de gaz naturel. Le résultat comparable du premier trimestre de 2008 ne tient pas compte du montant de 152 millions de dollars réalisé sur les actions reçues à la suite des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, de la perte de 27 millions de dollars constatée au titre de la radiation des coûts antérieurement capitalisés liés au projet de GNL de Broadwater, du montant de 10 millions de dollars lié au règlement favorable d'une action en justice et de la perte nette non réalisée de 12 millions de dollars découlant d'ajustements à la juste valeur de l'entreprise de stockage de gaz naturel. Le résultat comparable du premier trimestre de 2007 excluait des ajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont accrus de 340 millions de dollars pour passer de 582 millions de dollars au premier trimestre de 2007 à 922 millions de dollars au premier trimestre de 2008. Les rentrées nettes liées à l'exploitation du premier trimestre de 2008 ont atteint 928 millions de dollars, alors qu'elles avaient été de 618 millions de dollars pour la même période en 2007. Ces augmentations découlent principalement de l'incidence positive des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine et du relèvement du résultat, tel qu'il est commenté ci-dessous.

Les faits marquants récents au sein des secteurs des pipelines et de l'énergie comprennent notamment ce qui suit :

Pipelines

- Le projet d'oléoduc Keystone a franchi un jalon marquant après avoir reçu du Département d'État des États-Unis un permis présidentiel autorisant la construction, l'entretien et l'exploitation des installations situées de part et d'autre de la frontière canado-américaine pour le transport de pétrole brut entre les deux pays. Les travaux de construction de l'oléoduc Keystone devraient commencer au deuxième trimestre de 2008, et les premières livraisons à Wood River et à Patoka, en Illinois, sont prévues pour le quatrième trimestre de 2009.

- Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland ont conclu des ententes avec Calpine au sujet des demandes de créanciers non garantis autorisés dans le cadre de la faillite

de Calpine d'un montant respectif de 192,5 millions de dollars US et de 125 millions de dollars US. GTNC et Portland ont reçu, en février 2008, des distributions initiales d'actions de Calpine représentant environ 85 % des réclamations convenues. Ces actions ont été vendues et TransCanada a réalisé un gain de 152 millions de dollars après les impôts sur cette distribution initiale. Le moment et le montant de toute distribution supplémentaire demeurent incertains.

- TransCanada a conclu un accord avec les parties prenantes du réseau de l'Alberta, et la société a déposé auprès de l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») une demande au sujet du règlement sur les besoins en produits pour 2008-2009. Le règlement comprend toutes les composantes des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2008 et 2009.

- Dans un effort en vue de relier les approvisionnements gaziers des Rocheuses aux États-Unis aux divers marchés en Amérique du Nord, TransCanada a annoncé les projets de gazoducs de Pathfinder et de Sunstone. Un tronçon du projet de pipeline Pathfinder est parallèle au tracé du projet de pipeline Bison récemment proposé. TransCanada détiendrait une participation dans le projet de pipeline Bison par le truchement de sa participation dans TC PipeLines, LP.

- TransCanada a déposé une demande de permis de construction pour le projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de la loi *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA ») à la fin de 2007. Cette demande est actuellement à l'étude par l'administration de l'Alaska et, si elle est recommandée, elle sera soumise à l'assemblée législative de l'Alaska au deuxième trimestre de 2008. Si la demande est approuvée par l'assemblée législative, TransCanada recevrait le permis aux termes de l'AGIA plus tard cette année.

Énergie

- TransCanada a récemment annoncé qu'elle avait conclu une entente avec National Grid en vue d'acquérir, en contrepartie de 2,8 milliards de dollars US plus les ajustements de clôture, toutes les participations des membres de la centrale électrique de Ravenswood d'une puissance de 2 480 MW et située dans la ville de New York. Cette acquisition est assujettie à diverses approbations des organismes fédéraux et étatiques, qui devraient être obtenues au cours du troisième trimestre.

- Bruce Power a terminé son évaluation exhaustive des coûts de remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A. Le programme d'investissement pour la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A devrait totaliser entre 3,1 milliards de dollars et 3,4 milliards de dollars, en hausse par rapport au coût estimatif initial de 2,75 milliards de dollars en 2005. La part de 50 % de TransCanada devrait se situer entre 1,55 milliard de dollars et 1,70 milliard de dollars, comparativement au coût estimatif initial de 1,38 milliard de dollars. De telles augmentations sont assujetties au barème de partage avec l'Office de l'électricité de l'Ontario des coûts en capital en fonction des risques et des économies. TransCanada prévoit que le rendement de son investissement, après les impôts et compte non tenu de l'endettement, se situera au milieu de l'échelle antérieurement annoncée, soit allant de 9,5 % à 13,5 %. Advenant une hausse supplémentaire de 10 % des coûts en capital, le rendement de l'investissement de TransCanada dans ce projet, après les impôts et compte non tenu de l'endettement, serait d'environ 10 %. Le projet est achevé à 60 %, et la société prévoit que les deux réacteurs seront remis en service vers la fin de 2009 ou au début de 2010.

- Le 24 mars 2008, la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis a autorisé la construction et l'exploitation du projet de GNL de Broadwater, sous réserve des conditions énoncées dans l'autorisation. Le 10 avril 2008, le Département d'État de l'État de New York a rejeté la proposition de construction de cette installation. Broadwater évalue ses options à l'égard de ce projet.

Téléconférence – présentation audio et diaporama
TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 13 h (heure des Rocheuses) / 15 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du premier trimestre de 2008 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 1-866-225-6564 ou le 416-641-6136 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La conférence et le diaporama seront également transmis en direct sur le site Web de TransCanada à 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 2 mai 2008; il suffira de composer le 1-800-408-3053 ou le 416-695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3256829#. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web à www.transcanada.com.

Forte d'une expérience de plus de 50 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des centrales électriques, des installations de stockage de gaz et des projets liés à des oléoducs et à des installations de GNL. Le réseau de pipelines détenus en propriété exclusive de TransCanada s'étend sur plus de 59 000 kilomètres (36 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage d'environ 355 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production d'environ 7 700 mégawatts d'électricité 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.

Remarque : Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent communiqué peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation et processus réglementaires, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, ces informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TransCanada n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent communiqué, TransCanada utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies dans les PCGR. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TransCanada a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être en mesure de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer l'exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de TransCanada, sur sa situation de trésorerie, et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le résultat comparable comprend le résultat net rajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants mais ne sont pas représentatifs des activités de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice et des règlements conclus avec d'anciens clients dans le cadre de faillites. La section des résultats d'exploitation consolidés du présent rapport de gestion fait état du rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période visée.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté dans le tableau « Points saillants des résultats financiers du premier trimestre de 2008 » figurant dans le présent communiqué.

Points saillants des résultats financiers du premier trimestre de 2008

(non vérifié)

Résultats d'exploitation

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Produits	**2 133**	2 244
Bénéfice net	**449**	265
Résultat comparable [(1)]	**326**	250
Flux de trésorerie		
Fonds provenant de l'exploitation [(1)]	**922**	582
Diminution du fonds de roulement	**6**	36
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	**928**	618
Dépenses en immobilisations	**460**	306
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	**2**	4 265

Données sur les actions ordinaires (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Bénéfice net par action – de base	**0,83 $**	0,52 $
Résultat comparable par action – de base [(1)]	**0,60 $**	0,49 $
Dividendes déclarés par action	**0,36 $**	0,34 $
Actions ordinaires en circulation (en millions)		
Moyenne de la période	**541**	508
Fin de la période	**542**	535

[(1)] Pour un complément d'information sur le résultat comparable, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action, il y a lieu de consulter la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » dans le présent rapport trimestriel aux actionnaires pour le premier trimestre de 2008.

TRANSCANADA CORPORATION – PREMIER TRIMESTRE DE 2008

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 24 avril 2008, 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 le trimestre terminé le 31 mars 2008. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2007 de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue de la société, sur SEDAR au www.sedar.com, sous TransCanada Corporation. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2007 de TransCanada.

Informations prospectives

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation et processus réglementaires, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières que dans l'esprit où celles-ci ont

été avancées. TransCanada n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TransCanada utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies dans les PCGR. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TransCanada a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être en mesure de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer l'exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de TransCanada, sur sa situation de trésorerie, et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le résultat comparable comprend le bénéfice net ajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants mais ne sont pas représentatifs des activités de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice et des règlements conclus avec d'anciens clients dans le cadre de faillites. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période visée.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure déclarée par l'entreprise d'énergie de la société. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net

(non vérifié)	Trimestres terminés les 31 mars	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2008**	2007
Pipelines		
Résultat comparable	**199**	155
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	**152**	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	**10**	-
Bénéfice net	**361**	155
Énergie		
Résultat comparable	**149**	106
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	**(27)**	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	**(12)**	-
Bénéfice net	**110**	106
Siège social		
Charges comparables	**(22)**	(11)
Poste particulier :		
Redressements et ajustements d'impôts	**-**	15
(Charges nettes) bénéfice net	**(22)**	4
Bénéfice net [1]	**449**	265
Bénéfice net par action [2]		
De base	**0,83 $**	0,52 $
Dilué	**0,83 $**	0,52 $
[1] **Résultat comparable**	**326**	250
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	**152**	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	**10**	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	**(27)**	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	**(12)**	-
Redressements et ajustements d'impôts	**-**	15
Bénéfice net	**449**	265
[2] **Résultat comparable par action**	**0,60 $**	0,49 $
Postes particuliers – par action		
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	**0,28**	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	**0,02**	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	**(0,05)**	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	**(0,02)**	-
Redressements et ajustements d'impôts	**-**	0,03
Bénéfice net par action	**0,83 $**	0,52 $

Pour le premier trimestre de 2008, le bénéfice net de TransCanada s'est établi à 449 millions de dollars (0,83 $ par action), comparativement à 265 millions de dollars (0,52 $ par action) au premier trimestre de 2007. L'accroissement de 184 millions de dollars du bénéfice net provient principalement du bénéfice net de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) sur les actions reçues par GTN et Portland dans le cadre de règlements à la suite de la faillite de certaines succursales de Calpine Corporation (« Calpine ») et du produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) reçu par GTN en règlement d'une action en justice. Par ailleurs, la progression du bénéfice net au premier trimestre de 2008 provient principalement du résultat d'ANR sur un trimestre complet, du résultat supérieur des installations de stockage du gaz naturel de la centrale d'Edson, de GTN en raison d'un règlement tarifaire et des installations énergétiques de l'Est compte tenu de la production supérieure de TC Hydro et du relèvement des prix réalisés pour l'électricité du réseau commun en Nouvelle-Angleterre. Ces hausses ont été en partie annulées par la radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts antérieurement capitalisés au titre du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater et par les pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) découlant des changements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le bénéfice net du premier trimestre de 2007 tenait compte d'ajustements d'impôts favorables de 15 millions de dollars découlant du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et d'une restructuration interne.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2008 s'est chiffré à 326 millions de dollars (0,60 $ par action), alors qu'il avait été de 250 millions de dollars (0,49 $ par action) pour la période correspondante de 2007. Il ne tient pas compte des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine, du règlement touché par GTN à l'issue d'une action en justice, de la radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes nettes non réalisées découlant des ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel. Le résultat comparable du premier trimestre de 2007 excluait des ajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars.

Le résultat comparable des installations de stockage de gaz naturel de TransCanada pour le premier trimestre de 2008 ne tient pas compte des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme. Puisque TransCanada conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, une marge positive est garantie et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Par conséquent, les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel et de ces contrats à terme ne tiennent pas compte des montants qui seront réalisés au moment du règlement des contrats à terme.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 922 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, en hausse de 340 millions de dollars comparativement à la même période en 2007. Pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Au premier trimestre de 2008, le bénéfice net de l'entreprise de pipelines s'est établi à 361 millions de dollars et le résultat comparable s'est chiffré à 199 millions de dollars, soit une progression de

respectivement 206 millions de dollars et 44 millions de dollars comparativement au bénéfice net et au résultat comparable de 155 millions de dollars constaté au premier trimestre de 2007.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2008 ne tient pas compte du bénéfice de 152 millions de dollars après les impôts sur les actions de Calpine reçues par GTN et Portland comme règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ni du règlement de 10 millions de dollars après les impôts reçu par GTN dans le cadre de la poursuite d'un fournisseur de logiciel. Pour un complément d'information sur les règlements obtenus dans le cadre de la faillite de Calpine, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

Résultats de l'entreprise de pipelines

(non vérifié)	Trimestres terminés les 31 mars	
(en millions de dollars)	**2008**	2007
Pipelines détenus en propriété exclusive		
Réseau principal au Canada	**68**	57
Réseau de l'Alberta	**32**	31
ANR [(1)]	**45**	21
GTN	**19**	11
Foothills	**7**	6
	171	126
Autres pipelines		
Great Lakes [(2)]	**12**	14
PipeLines LP [(3)]	**7**	2
Iroquois	**5**	5
Tamazunchale	**2**	3
Autres [(4)]	**13**	15
Mise en valeur des régions nordiques	**-**	(1)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	**(11)**	(9)
	28	29
Résultat comparable	**199**	155
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine [(5)]	**152**	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	**10**	-
Bénéfice net	**361**	155

(1) TransCanada s'est portée acquéreur d'ANR le 22 février 2007.
(2) Les résultats de Great Lakes tiennent compte de la participation de 53,6 % de TransCanada dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 et de la participation de 50 % de la société avant cette date.
(3) Les résultats de PipeLines LP reflètent la participation effective supplémentaire de 15 % de TransCanada dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 en raison de l'acquisition, par PipeLines LP, d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes et de la participation de 32,1 % que détient TransCanada dans PipeLines LP.
(4) Comprend les résultats de Portland, de Ventures LP, de TQM, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY.
(5) GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine ayant une valeur après les impôts initiale de respectivement 95 millions de dollars et 38 millions de dollars (quote-part de TransCanada) relativement aux règlements dans le cadre de la faillite de Calpine. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain après les impôts supplémentaires de 19 millions de dollars.

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a progressé de 11 millions de dollars, passant de 57 millions de dollars au premier trimestre de 2007 à 68 millions de dollars au premier trimestre de 2008. Cette hausse reflète l'incidence du règlement approuvé en 2007 par l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») pour la période allant du 1er janvier 2007 au 31 décembre 2011 et qui prévoyait une augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, pour le faire passer de 36 % à 40 %. Le règlement comprend en outre certains accords incitatifs axés sur le rendement. Les modalités du règlement ont été reflétées dans le résultat à partir du mois de mai 2007. De plus, le bénéfice net s'est accru au premier trimestre de 2008 en raison des accords incitatifs axés sur le rendement, de la compression des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et de la majoration du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires déterminé par l'ONÉ, qui est passé de 8,46 % en 2007

à 8,71 % en 2008. L'incidence négative de la régression de la base tarifaire a en partie annulé l'augmentation du bénéfice.

Le résultat net du réseau de l'Alberta a atteint 32 millions de dollars au premier trimestre de 2008, comparativement à 31 millions de dollars au trimestre correspondant de 2007. La majoration du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires a été annulée en partie par la réduction de la base tarifaire pour 2008. Le bénéfice du premier trimestre de 2008 tient compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires de 8,75 %, contre un taux de rendement de l'avoir des actionnaires de 8,51 % en 2007, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % dans les deux cas.

Le bénéfice net d'ANR s'est établi à 45 millions de dollars au premier trimestre de 2008, alors qu'il s'était chiffré à 21 millions de dollars pour la période allant de la date d'acquisition, le 22 février 2007, jusqu'au 31 mars 2007. Cette progression provient principalement du résultat sur un trimestre complet en 2008.

Le résultat comparable de GTN pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 a été de 8 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit pour la même période en 2007, et ce, en raison de l'incidence positive du règlement du dossier tarifaire en janvier 2008 et de la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Données sur l'exploitation

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	Réseau principal au Canada [1]		Réseau de l'Alberta [2]		ANR [3][4]		GTN [3]		Foothills	
	2008	2007	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	**7 176**	7 401	**4 224**	4 261	**s.o.**	s.o.	**s.o.**	s.o.	**762**	818
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)										
Total	**928**	881	**1 065**	1 070	**484**	172	**213**	193	**388**	356
Moyenne quotidienne	**10,2**	9,8	**11,7**	11,9	**5,3**	4,6	**2,3**	2,1	**4,3**	4,0

(1) Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 493 milliards de pieds cubes (565 milliards de pieds cubes en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 5,4 milliards de pieds cubes (6,3 milliards de pieds cubes en 2007).

(2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 947 milliards de pieds cubes pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (1 005 milliards de pieds cubes en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,4 milliards de pieds cubes (11,2 milliards de pieds cubes en 2007).

(3) Les réseaux d'ANR et de GTN sont exploités conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la FERC. Par conséquent, les résultats de ces réseaux ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

(4) TransCanada s'est portée acquéreur d'ANR le 22 février 2007.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice net des autres pipelines s'est chiffrée à 28 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 29 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2007. Le recul s'explique avant tout par l'incidence négative sur le résultat du raffermissement du dollar canadien, atténuée en partie par le relèvement du résultat de PipeLines LP, compte tenu de la participation accrue de TransCanada dans PipeLines LP et de l'acquisition, en février 2007, d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes.

Au 31 mars 2008, TransCanada avait consenti des avances de 140 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). TransCanada et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal. Le calendrier de réalisation du projet est incertain et il dépend de la résolution de questions réglementaires et fiscales.

Énergie

Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 110 millions de dollars au premier trimestre de 2008, soit 4 millions de dollars de plus que les 106 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2007.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2008 excluait la radiation de coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater. Pour un complément d'information sur le projet de GNL de Broadwater, il y a lieu de consulter la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Le résultat comparable des installations de stockage de gaz naturel excluait également des pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) découlant des changements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Les contrats à terme sont négociés en tant que contrats adossés, ce qui garantit des marges futures positives. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de ces contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

Résultats de l'entreprise d'énergie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Installations énergétiques de l'Ouest	**78**	73
Installations énergétiques de l'Est	**85**	67
Bruce Power	**37**	29
Stockage de gaz naturel	**48**	30
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	**(41)**	(36)
Bénéfice d'exploitation	**207**	163
Charges financières	**(5)**	(4)
Intérêts créditeurs et autres produits	**1**	3
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	**(41)**	-
Impôts sur les bénéfices	**(52)**	(56)
Bénéfice net	**110**	106
Résultat comparable	**149**	106
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater (déduction faite des impôts)	**(27)**	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme (déduction faite des impôts)	**(12)**	-
Bénéfice net	**110**	106

Installations énergétiques de l'Ouest

Résultats des installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Produits		
Électricité	**295**	281
Autres [1]	**17**	28
	312	309
Achats de produits de base revendus		
Électricité	**(170)**	(174)
Autres [2]	**(13)**	(23)
	(183)	(197)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	**(44)**	(34)
Amortissement	**(7)**	(5)
Bénéfice d'exploitation	**78**	73

(1) Les autres produits comprennent les ventes de gaz naturel et le noir de carbone thermique.
(2) Les autres achats de produits de base revendus comprennent le coût des ventes de gaz naturel.

Volume des ventes des installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Offre		
Production	**629**	592
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	**3 359**	3 253
Autres achats	**269**	449
	4 257	4 294
Ventes		
Électricité vendue à contrat	**3 074**	3 492
Électricité vendue au comptant	**1 183**	802
	4 257	4 294

Au premier trimestre de 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 78 millions de dollars, soit 5 millions de dollars de plus que les 73 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2007. Cette hausse provient surtout des marges supérieures sur les conventions d'achat d'électricité (« CAE ») en Alberta à la lumière de la hausse des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble. Bien que les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta aient progressé de 21 %, ou 13,07 $ par mégawatts-heure (« MWh ») entre le premier trimestre de 2007 et celui de 2008, la majeure partie des ventes des installations énergétiques de l'Ouest sont conclues aux prix contractuels.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction des portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnements ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de leur capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion des portefeuilles permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts advenant qu'elles soient obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 28 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au premier trimestre de 2008, comparativement à 19 % pour la période correspondante de 2007. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, en date du 31 mars 2008, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 7 500 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2008 et 7 700 GWh d'électricité en 2009.

Installations énergétiques de l'Est

Résultats des installations énergétiques de l'Est [1]

(non vérifié)	Trimestres terminés les 31 mars	
(en millions de dollars)	**2008**	2007
Produits		
Électricité	**278**	354
Autres [2]	**82**	83
	360	437
Achats de produits de base revendus		
Électricité	**(136)**	(177)
Autres [2]	**(66)**	(58)
	(202)	(235)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	**(59)**	(124)
Amortissement	**(14)**	(11)
Bénéfice d'exploitation	**85**	67

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007.
(2) Les autres produits comprennent le gaz naturel vendu et les autres achats de produits de base revendus comprennent le coût du gaz naturel vendu.

Volume des ventes des installations énergétiques de l'Est (1)

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	2007
Offre		
Production	**1 086**	2 023
Achats	**1 524**	1 526
	2 610	3 549
Ventes		
Électricité vendue à contrat	**2 512**	3 357
Électricité vendue au comptant	**98**	192
	2 610	3 549

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007.

Entre la période de trois mois terminée le 31 mars 2007 et celle terminée le 31 mars 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est a progressé de 18 millions de dollars pour atteindre 85 millions de dollars. Cette hausse provient avant tout de l'incidence de l'accroissement de la production d'électricité des centrales de TC Hydro cumulé à l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité du réseau commun en Nouvelle-Angleterre. En outre, la hausse des ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel a également contribué à cette augmentation.

Au premier trimestre de 2008, les volumes produits et les ventes contractuelles ont diminué respectivement de 937 GWh et de 845 GWh comparativement à ceux du premier trimestre de 2007, recul qui s'explique avant tout par la demande d'Hydro-Québec d'interrompre temporairement la production de la centrale de Bécancour à partir du 1er janvier 2008 mais atténué partiellement par le relèvement de la production des actifs productifs de TC Hydro en raison des débits d'eau supérieurs.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est, à 278 millions de dollars au premier trimestre de 2008, ont régressé de 76 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2007, et ce, principalement en raison de l'interruption temporaire de la production à la centrale de Bécancour. Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité se sont élevés à 136 millions de dollars au premier trimestre de 2008, un montant inférieur à celui du premier trimestre de 2007 étant donné la diminution du coût par GWh global sur les volumes d'électricité achetés. Les volumes connexes étaient conformes à ceux du premier trimestre de 2007. Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 59 millions de dollars au premier trimestre de 2008, montant inférieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique avant tout par l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour. Les réductions des volumes, des produits et des frais d'exploitation découlant de l'accord d'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour n'ont pas influé de façon significative sur le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est en raison des paiements reçus aux termes de l'accord.

Pour la période visée, environ 4 % des volumes des ventes d'électricité l'ont été sur le marché au comptant, comparativement à environ 5 % au premier trimestre de 2007. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majeure partie de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au 31 mars 2008, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 7 000 GWh d'électricité pour le reste de 2008 et pour 9 700 GWh en 2009. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Bruce Power

Résultats de Bruce Power (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	2007
Bruce Power (base de 100 %)		
(en millions de dollars)		
Produits		
Électricité	**468**	460
Autres [1]	**17**	20
	485	480
Charges d'exploitation		
Exploitation et entretien [2]	**(278)**	(295)
Combustible	**(28)**	(25)
Loyer supplémentaire [2]	**(43)**	(43)
Amortissement	**(36)**	(36)
	(385)	(399)
Bénéfice d'exploitation	**100**	81
Quote-part de TransCanada - Bruce A	**32**	15
Quote-part de TransCanada - Bruce B	**10**	16
Quote-part de TransCanada	**42**	31
Ajustements	**(5)**	(2)
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TransCanada	**37**	29
Bruce Power – Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales		
Bruce A	**93 %**	90 %
Bruce B	**72 %**	78 %
Capacité cumulée de Bruce Power	**79 %**	82 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus		
Bruce A	**7**	15
Bruce B	**50**	71
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus		
Bruce A	**1**	-
Bruce B	**33**	4
Volume des ventes (en GWh)		
Bruce A – 100 %	**3 060**	2 910
Quote-part de TransCanada	**1 496**	1 416
Bruce B – 100 %	**5 140**	5 430
Quote-part de TransCanada	**1 624**	1 713
Volumes cumulés de Bruce Power – 100 %	**8 200**	8 340
Quote-part de TransCanada	**3 120**	3 129
Résultats par MWh		
Produits de Bruce A	**60 $**	59 $
Produits de Bruce B	**56 $**	53 $
Produits cumulés de Bruce Power	**57 $**	55 $
Combustible cumulé de Bruce Power	**3 $**	3 $
Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power [3]	**45 $**	47 $
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	**28 %**	35 %

(1) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 13 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (8 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007). Comprend une perte de 9 millions de dollars attribuable aux variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (néant pour le trimestre terminé le 31 mars 2007).

(2) Comprend des ajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(3) Déduction faite des recouvrements de coûts de combustible.

Le bénéfice d'exploitation que TransCanada a tiré de son placement dans Bruce Power est passé de 29 millions de dollars au premier trimestre de 2007 à 37 millions de dollars au premier trimestre de 2008.

La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice d'exploitation de Bruce B a diminué de 6 millions de dollars pour s'établir à 10 millions de dollars au premier trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007, ce qui découle en majeure partie de l'incidence positive d'un ajustement visant un exercice antérieur au premier trimestre de 2007 des recouvrements des coûts d'exploitation de Bruce B auprès de Bruce A. Exclusion faite de cet ajustement, la quote-part de TransCanada du bénéfice d'exploitation de Bruce B au premier trimestre de 2008 est comparable à celle de la même période en 2007. L'incidence positive de la hausse des prix réalisés et de la baisse des coûts d'exploitation de Bruce B au premier trimestre de 2008 a été annulée en partie par le recul de la production en raison du nombre accru de jours d'arrêts d'exploitation imprévus ainsi que par les pertes par référence à la valeur du marché sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction pendant la période visée. Les prix obtenus pour l'électricité de Bruce B au premier trimestre de 2008 se sont établis à 56 $ le MWh comparativement à 53 $ le MWh au premier trimestre de 2007. Ce relèvement provient de la hausse des prix sur les volumes contractuels, annulée en partie par le recul des prix sur le marché au comptant en Ontario et par la baisse de la production au premier trimestre de 2008.

Entre le premier trimestre de 2007 et celui de 2008, la quote-part de TransCanada à l'égard du bénéfice de Bruce A s'est accrue de 17 millions de dollars pour atteindre 32 millions de dollars, ce qui s'explique par l'incidence négative d'un ajustement visant un exercice antérieur, au premier trimestre de 2007, à l'égard des recouvrements de coûts d'exploitation de Bruce B auprès de Bruce A. Entre le premier trimestre de 2007 et celui de 2008, la hausse de la production et l'accroissement des prix réalisés ont fait augmenter de 7 millions de dollars la quote-part de TransCanada à l'égard du bénéfice d'exploitation de Bruce A, exclusion faite de cet ajustement. L'ajustement au titre de l'inflation des prix fixes contractuels, le 1er avril 2007, a fait légèrement baisser les prix de Bruce A au premier trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007.

L'accroissement de la quote-part cumulée de TransCanada tirée du bénéfice d'exploitation de Bruce Power a été en partie annulé par la régression de l'amortissement du prix d'achat positif dans le contexte de l'arrivée à échéance de conventions de vente d'électricité en 2007.

Les charges d'exploitation de l'ensemble de Bruce Power (déduction faite des recouvrements de coûts de combustible) ont diminué, passant de 47 $ le MWh au premier trimestre de 2007 à 45 $ le MWh en 2008, ce qui est surtout le résultat de la baisse des coûts d'exploitation liés au matériel et aux services pendant le premier trimestre de 2008.

La quote-part revenant à TransCanada de l'électricité produite par Bruce Power pendant le premier trimestre de 2008 a légèrement diminué, passant de 3 129 GWh au premier trimestre de 2007 à 3 120 GWh au premier trimestre de 2008. Cette baisse provient de l'accroissement du nombre de jours d'arrêts d'exploitation imprévus à Bruce B au premier trimestre de 2008, atténué en partie par la diminution du nombre de jours d'arrêts d'exploitation prévus à Bruce A et à Bruce B au premier trimestre de 2008. Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 79 % au premier trimestre de 2008, comparativement à 82 % pour la même période en 2007. La capacité disponible inférieure au premier trimestre de 2008 est le résultat du nombre accru de jours d'arrêts d'exploitation pour entretien correctif à Bruce B, réduit en partie par la baisse du nombre de jours d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif à Bruce A et à Bruce B. La capacité disponible

globale des centrales en 2008 devrait être légèrement supérieure à 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et légèrement supérieure à 80 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), toute la production de Bruce A du premier trimestre de 2008 a été vendue au prix fixe de 59,69 $ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 58,63 $ le MWh au premier trimestre de 2007. Les ventes de la production des réacteurs 5 à 8 de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 46,82 $ le MWh au premier trimestre de 2008 et de 45,99 $ le MWh au premier trimestre de 2007. Les prix de référence de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1er avril pour tenir compte de l'inflation. Conformément à la modification en 2007 du contrat conclu avec l'OEO, le 1er avril 2008, le prix fixe pour la production de Bruce A sera également majoré de 2,11 $ le MWh, sous réserve des ajustements pour tenir compte de l'inflation depuis le 31 octobre 2005, ce qui donne lieu à un prix de 63,00 $ le MWh pour la production de Bruce A et à un prix plancher de 47,66 $ le MWh pour la production de Bruce B depuis le 1er avril 2008. Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher de Bruce B font l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant sur la durée du contrat. Jusqu'à maintenant, le bénéfice net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes de ce mécanisme. Pour réduire davantage le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 10 960 GWh de la production pour le reste de 2008 et 7 190 GWh de la production de 2009.

Le coût en capital du projet de remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A devrait totaliser entre 3,1 milliards de dollars et 3,4 milliards de dollars environ, et la quote-part de TransCanada se situera entre 1,55 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars approximativement. Au 31 mars 2008, Bruce A avait engagé des coûts de 2,0 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,2 milliard de dollars à l'égard des réacteurs 3 et 4. Pour un complément d'information sur la remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce, il y a lieu de consulter la rubrique « Autres faits récents » du présent rapport de gestion.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales (1)

	Trimestres terminés les 31 mars	
(non vérifié)	**2008**	2007
Installations énergétiques de l'Ouest	**92 %**	99 %
Installations énergétiques de l'Est (2)	**94 %**	97 %
Bruce Power	**79 %**	82 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	**93 %**	97 %
Toutes les centrales	**87 %**	91 %

(1) La capacité disponible d'une centrale représente le pourcentage du temps au cours de la période visée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, moins les arrêts d'exploitation pour entretien prévu et imprévu.

(2) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est accru de 18 millions de dollars entre le premier trimestre de 2007 et celui de 2008 pour passer de 30 millions de dollars à 48 millions de dollars. Cette augmentation s'explique surtout par le bénéfice supplémentaire tiré de la centrale d'Edson au premier trimestre de 2008. Cette centrale, mise en service pendant le premier trimestre de 2007, était entièrement opérationnelle pendant le premier trimestre de 2008. La hausse du résultat de la centrale d'Edson a été en partie atténuée par le recul du résultat de la centrale de CrossAlta en raison

du rétrécissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel au premier trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007. Le résultat comparable des installations de stockage de gaz naturel au premier trimestre de 2008, à 60 millions de dollars, ne tenait pas compte des pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) attribuable aux variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif ainsi que des contrats d'achat et des contrats de vente à terme de gaz naturel. Les contrats à terme sont négociés en tant que contrats adossés, ce qui garantit des marges futures positives. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de ces contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

Frais généraux et frais d'administration et de soutien

À 41 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, les frais généraux et les frais d'administration et de soutien ont progressé de 5 millions de dollars comparativement à la même période en 2007. Cette hausse s'explique surtout par les frais d'expansion des affaires accrus liés à la croissance de l'entreprise d'énergie.

Siège social

Les charges nettes du secteur Ssiège social pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 se sont élevées à 22 millions de dollars, alors qu'elles avaient été de 4 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. Le bénéfice net accuse un recul, principalement en raison des ajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars au premier trimestre de 2007. Au premier trimestre de 2008, les charges nettes ont également augmenté en raison des charges financières supérieures principalement attribuables au financement, en février 2007, de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes ainsi que des pertes, au premier trimestre de 2008, sur les instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change auquel la société est exposée. Au premier trimestre de 2008, les charges comparables du secteur Siège social s'étaient élevées à 11 millions de dollars, exclusion faite d'ajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars.

Situation de trésorerie et sources de financement

Fonds provenant de l'exploitation

(non vérifié)	Trimestres terminés les 31 mars	
(en millions de dollars)	**2008**	2007
Flux de trésorerie		
Fonds provenant de l'exploitation [(1)]	**922**	582
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	**6**	36
Rentrées nettes liées à l'exploitation	**928**	618

(1) Pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation, il y a lieu de consulter la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation se sont accrues de 310 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, comparativement à la même période en 2007. Pour leur part, les fonds provenant de l'exploitation ont progressé de 340 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2007. Ces hausses sont essentiellement attribuables aux gains découlant des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine et de l'accroissement du résultat.

TransCanada entend financer l'acquisition de Ravenswood, qui est commentée plus en détail sous la rubrique « Autres faits nouveaux ») du présent rapport de gestion, d'une manière qui concorde avec sa

structure du capital actuelle et son engagement à conserver ses notes de crédit de niveau « A ». TransCanada estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeurent pratiquement inchangés depuis le 31 décembre 2007.

Activités d'investissement

Déduction faite de l'encaisse acquise, les acquisitions du trimestre terminé le 31 mars 2008 se sont chiffrées à 2 millions de dollars comparativement à 4 265 millions de dollars pour la même période en 2007. Au premier trimestre de 2007, les acquisitions comprenaient l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge ainsi que l'acquisition par PipeLines LP d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes au prix d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme prise en charge de 209 millions de dollars US.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, les dépenses en immobilisations ont totalisé 460 millions de dollars (306 millions de dollars en 2007). Elles ont été affectées principalement à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques au sein de l'entreprise d'énergie, à l'expansion du réseau de l'Alberta et à la construction de l'oléoduc Keystone.

Activités de financement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, TransCanada a remboursé 394 millions de dollars sur sa dette à long terme (325 millions de dollars en 2007), et la société a émis des titres de créance à long terme d'un montant de 112 millions de dollars (1 362 millions de dollars en 2007). Les billets à payer de TransCanada ont diminué de 30 millions de dollars au cours du trimestre terminé le 31 mars 2008 (accroissement de 1 065 millions de dollars en 2007).

Aux termes de son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD »), TransCanada a émis 1,4 million d'actions ordinaires pendant le trimestre terminé le 31 mars 2008 plutôt que d'effectuer des versements de dividendes au comptant totalisant 54 millions de dollars.

Dividendes

Le 24 avril 2008, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2008, un dividende trimestriel de 0,36 $ par action ordinaire en circulation. Le dividende est payable le 31 juillet 2008 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2008.

Le conseil d'administration de TransCanada a de plus approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé qui seront offertes aux termes du RRD à un escompte de 2 % pour le dividende payable le 31 juillet 2008. La société se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables et les modifications comptables futures de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2007 de TransCanada.

Obligations contractuelles

La société a pris l'engagement d'acquérir la centrale électrique de Ravenswood, située dans la ville de New York, auprès de National Grid plc (« National Grid ») en contrepartie de 2,8 milliards de dollars US plus les ajustements de clôture, ainsi qu'il est question sous la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Outre cet engagement, il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada entre le 31 décembre 2007 et le 31 mars 2008, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TransCanada paraissant dans le rapport annuel 2007 de TransCanada.

Instruments financiers et gestion des risques

Stocks de gaz naturel

Au 31 mars 2008, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 207 millions de dollars étaient inclus dans les stocks (190 millions de dollars au 31 décembre 2007). Depuis le 1er avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TransCanada sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1er avril 2007. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pendant le trimestre terminé le 31 mars 2008 a donné lieu à un gain de 59 millions de dollars, montant constaté en tant qu'augmentation des produits et des stocks. Au premier trimestre de 2008, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel représentait une perte de 76 millions de dollars (perte de 3 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007) qui a été constatée dans les produits.

Instruments financiers dérivés

Instruments dérivés en tant que couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	Au 31 mars 2008		Au 31 décembre 2007	
	Juste valeur [(1)]	Montant nominal ou en capital	Juste valeur [(1)]	Montant nominal ou en capital
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014)	**62**	**450 US**	77	350 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2008)	**(36)**	**1 440 US**	(4)	150 US
Options en dollars US (échéant en 2008)	**(1)**	**50 US**	3	600 US
	25	**1 940 US**	76	1 100 US

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les changements importants relativement aux instruments financiers dérivés de la société depuis le 31 décembre 2007 s'établissent comme suit :

(non vérifié)	Gaz naturel 31 mars 2008	Gaz naturel 31 décembre 2007
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction		
Justes valeur [1]		
Actifs	**98 $**	43 $
Passifs	**(149)$**	(19)$
Volumes [2]		
Achats	**55**	47
Ventes	**74**	64

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés. Tous les montants sont en millions de dollars.
(2) Les volumes pour les instruments liés au gaz naturel sont présentés en milliards de pieds cubes.

Risque lié à la réglementation environnementale

L'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a approuvé la demande de TransCanada sollicitant que tous les coûts engagés en 2007 par le réseau de l'Alberta afin d'assurer le respect de la législation sur les émissions de gaz à effet de serre puissent être récupérés auprès des clients de ce réseau. Il est prévu que les coûts engagés par le réseau de l'Alberta en 2008 et par la suite seront également recouvrés à même les droits futurs.

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2007 de TransCanada. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2007.

Contrôles et procédures

Au 31 mars 2008, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TransCanada dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TransCanada étaient efficaces au 31 mars 2008.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TransCanada, à l'égard de la communication 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 la communication de l'information financière de TransCanada.

Pendant le premier trimestre de 2008, TransCanada a achevé l'intégration des contrôles internes d'ANR à l'égard de la présentation de l'information financière.

Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, TransCanada doit faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur constatation. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir des estimations et hypothèses.

Les principales conventions comptables et estimations comptables critiques de TransCanada, qui sont inchangées depuis le 31 décembre 2007, sont l'utilisation du mode de comptabilisation prescrit par réglementation pour comptabiliser les activités à tarifs réglementés de la société et les politiques adoptées par la société pour comptabiliser les instruments financiers et la dotation à l'amortissement. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2007 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et les estimations comptables.

Perspectives

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat demeurent relativement inchangées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2007 de TransCanada, exception faite des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine, de la radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des incidences prévues sur le résultat de l'acquisition de Ravenswood annoncée récemment, que la société entend conclure au cours du troisième trimestre de 2008. La société prévoit que Ravenswood aura un léger effet de dilution sur le résultat de TransCanada pour les deux premiers exercices complets suivant l'acquisition en fonction des incidences à court terme d'un décret de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis relativement au marché de capacité de New York Independent System Operator (ville de New York). TransCanada prévoit que la contribution de Ravenswood permettra d'accroître le résultat de la société au cours des exercices subséquents. L'acquisition de Ravenswood est commentée plus en détail sous la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2007 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

La cote d'émetteur accordée à TransCanada Corporation par Moody's Investors Service (« Moody's ») est A3. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A, A2 et A avec perspectives stables. À la suite de l'annonce par TransCanada de son intention d'acquérir Ravenswood auprès de National Grid, DBRS a attribué à TCPL la cote en cours d'examen avec nouvelles incidences et Moody's a attribué à TransCanada Corporation et ses filiales la cote en cours d'examen avec possibilité de révision à la baisse.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Réseau principal au Canada

Le 18 mars 2008, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande sollicitant l'augmentation des droits provisoires de 2008 précédemment approuvés en décembre 2007 pour le réseau principal au Canada. Cette hausse des droits résulte de la baisse marquée des débits prévus pour le réseau principal au Canada, et elle permettra à TransCanada de mieux répondre à ses besoins en produits en 2008. Le 28 mars 2008, l'ONÉ a approuvé les droits provisoires modifiés pour le service de transport à partir du

1er avril 2008. Vers la fin du deuxième trimestre de 2008, TransCanada prévoit déposer auprès de l'ONÉ une demande d'approbation des droits définitifs pour 2008.

Réseau de l'Alberta

En avril 2008, le projet d'expansion du réseau de l'Alberta dans la région de Fort McMurray, qui comprend un tronçon d'environ 150 kilomètres (« km ») a été mis en service à la date prévue.

En mars 2008, TransCanada a conclu un accord avec les parties prenantes du réseau de l'Alberta, et la société a déposé auprès de l'AUC une demande au sujet du règlement sur les besoins en produits pour 2008-2009. Ce règlement regroupe tous les éléments des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2008 et 2009, et il définit les méthodes de calcul des besoins en produits pour 2008 et 2009 en fonction du recouvrement de toutes les composantes des coûts fixes et des coûts à imputer à l'exercice ainsi que du recours à des comptes de report pour les divers produits et coûts. L'AUC devrait faire connaître sa décision au sujet du règlement au deuxième trimestre de 2008.

En février 2008, l'AUC a entrepris l'examen de la formule d'ajustement des coûts en capital généraux antérieurement établie par l'Energy Utilities Board de l'Alberta. Dans le cadre de cet examen, l'AUC déterminera si la formule continue de produire un rendement du capital équitable et s'il est nécessaire de revoir les structures du capital des services publics. TransCanada s'est inscrite pour participer à ces audiences et la société a énoncé l'opinion que la formule cumulée à l'avoir réputé des actionnaires compris dans la structure du capital ne produit pas un taux de rendement des capitaux propres équitable dans son ensemble. L'AUC devrait tenir les audiences sur ces dossiers vers la fin de 2008 ou au début de 2009.

Oléoduc Keystone

Le 8 avril 2008, l'ONÉ a tenu une audience de vive voix pour examiner la demande de TransCanada visant les installations de pompages supplémentaires requises dans le cadre de l'accroissement de la capacité nominale du tronçon canadien du projet d'oléoduc Keystone, pour la faire passer d'environ 435 000 barils par jour à 590 000 barils par jour. La décision de l'ONÉ est attendue au deuxième trimestre de 2008.

En janvier 2008, Keystone U.S. a reçu du Département d'État des États-Unis l'énoncé des incidences environnementales (« EIE ») définitif au sujet de la construction du pipeline de Keystone U.S. et de son prolongement jusqu'à Cushing. L'EIE définitif précisait que les incidences environnementales négatives du pipeline seraient limitées. En mars 2008, le Département d'État des États-Unis a accordé un permis présidentiel à Keystone autorisant la construction, l'entretien et l'exploitation des installations situées de part et d'autre de la frontière canado-américaine pour le transport de pétrole brut entre les deux pays. La construction du pipeline Keystone devrait commencer au deuxième trimestre de 2008 et la première phase devrait être en service au quatrième trimestre de 2009.

Règlements à la suite de la faillite de Calpine

Certaines filiales de Calpine se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland ont conclu des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine, pour des montants respectifs de 192,5 millions de dollars US et de 125 millions de dollars US. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales d'actions de la société Calpine restructurée de respectivement 9,4 millions d'actions et 6,1 millions d'actions,

représentant environ 85 % des réclamations convenues. Ces actions ont par la suite été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à une augmentation de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) du bénéfice net dans son ensemble à la suite des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine. Le montant et le moment de toute distribution supplémentaire demeurent incertains.

Les règlements au titre des demandes de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. et de NGTL de respectivement 44 millions de dollars et 32 millions de dollars ont été reçus au comptant en janvier 2008 et ils sont destinés aux expéditeurs de ces réseaux.

Projet de pipeline Sunstone

TransCanada et Williams Companies, Inc. évaluent la possibilité de construire Sunstone, pipeline proposé de 995 km depuis le Wyoming jusqu'à Stanfield, en Oregon, ayant une capacité de débit maximale de 1,2 milliard de pieds cubes par jour. Chaque société détiendrait une participation de 50 % dans cette coentreprise. Il est prévu que ce pipeline serait mis en service au début de 2011. Un appel de soumissions exécutoires pour la capacité de débit du pipeline Sunstone est en cours jusqu'au 30 avril 2008.

Projet de pipeline Pathfinder

TransCanada évalue actuellement la possibilité d'aménager Pathfinder, pipeline proposé de 805 km allant de Wamsutter, au Wyoming, jusqu'au réseau Northern Border et comportant une capacité de débit initiale de 1,2 milliard de pieds cubes par jour et une capacité de débit ultime de 2,0 milliards de pieds cubes par jour. Les prévisions laissent entrevoir la mise en service du pipeline vers la fin de 2010. TransCanada procède actuellement à un appel de soumissions exécutoires pour la capacité du pipeline, qui prendra fin le 22 mai 2008.

Projet de pipeline Bison

Northern Border évalue la possibilité d'aller de l'avant avec le projet Bison qui prévoit la construction d'un pipeline proposé de 465 km, depuis Dead Horse, au Wyoming, jusqu'au réseau de Northern Border, ayant une capacité de débit initiale de 400 millions de pieds cubes par jour et une capacité de débit maximale de 660 millions de pieds cubes par jour. Il est prévu que ce pipeline serait mis en service vers la fin de 2010. Un appel de soumissions exécutoires pour la capacité de débit du pipeline Bison est en cours jusqu'au 16 mai 2008.

Dossier tarifaire de Portland

Le 1er avril 2008, Portland a déposé un dossier tarifaire général auprès de la FERC qui proposait une majoration tarifaire d'environ 6 % ainsi que d'autres modifications au tarif.

Règlement de TQM et demande au sujet du coût du capital

En novembre 2007, TQM a déposé auprès de l'ONÉ une demande d'approbation d'un règlement de trois ans partiellement négocié avec tous les intéressés au sujet de toutes les questions visées, exception faite du coût du capital pour la période allant de 2007 à 2009. En décembre 2007, TQM a déposé une demande visant le coût du capital pour 2007 et 2008. Cette demande sollicite l'approbation d'un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Les tarifs actuels de TQM sont fondés sur la formule du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires

préconisée par l'ONÉ en fonction d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 30 %. L'ONÉ tiendra une audience sur ce dossier à Montréal, au Québec, à compter du 23 septembre 2008.

Projet de gazoduc de l'Alaska

En novembre 2007, TransCanada a déposé une demande de permis de construction pour le projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de la loi *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA »). Le 4 janvier 2008, l'État de l'Alaska a annoncé que TransCanada avait déposé une demande en bonne et due forme en vertu de l'AGIA et que l'étape suivante était celle des audiences publiques. Si la demande est approuvée par l'administration et l'assemblée législative de l'Alaska, TransCanada pourrait obtenir le permis aux termes de l'AGIA d'ici la fin de l'année. Bien qu'aucun autre demandeur ne réponde à toutes les exigences prévues en vertu de l'AGIA, BP p.l.c. et ConocoPhillips ont proposé un contre-projet de gazoduc de l'Alaska en avril 2008. TransCanada continue de collaborer avec l'État de l'Alaska et les producteurs de l'Alaska pour faire progresser ce projet.

Énergie

Acquisition de Ravenswood

Le 31 mars 2008, la société a annoncé qu'une de ses filiales avait conclu une entente en vue d'acquérir toutes les participations des membres de KaySpan-Ravenswood, LLC et toutes les actions en circulation de KeySpan Ravenswood Services Corp. auprès de National Grid. KaySpan-Ravenswood, LLC détient ou contrôle directement ou indirectement la centrale de production d'électricité de Ravenswood (« Ravenswood ») d'une puissance de 2 480 MW et située à Queens, dans l'État de New York. Le prix d'achat est d'environ 2,8 milliards de dollars US, plus les ajustements de clôture. L'acquisition est assujettie à diverses approbations des organismes fédéraux et étatiques et elle devrait être réalisée au troisième trimestre de 2008. La société prévoit que l'acquisition aura un léger effet de dilution sur le résultat pour les deux premiers exercices complets en fonction des incidences à court terme d'un décret de la FERC relativement au marché de capacité de New York Independent System Operator (la ville de New York). Par la suite, la société prévoit que l'acquisition permettre d'accroître le résultat.

National Grid se dessaisit de sa participation de 100 % dans Ravenswood conformément au décret de la New York Public Service Commission approuvant son acquisition de KeySpan Corporation.

Ravenswood est une centrale électrique alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion. La centrale de Ravenswood a la puissance nécessaire pour répondre à environ 21 % de la demande de pointe globale de la ville de New York. Une fois l'acquisition de Ravenswood réalisée, TransCanada détiendra, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production d'environ 10 200 MW d'électricité au Canada et aux États-Unis.

Remise à neuf et en service des installations de Bruce Power

Aux termes de la modification en date du 29 août 2007 de l'accord de remise à neuf de Bruce A conclu entre Bruce Power et l'OEO, l'OEO pouvait décider, avant le 1er avril 2008, d'aller de l'avant avec un programme de remise à neuf et en service de trois réacteurs plutôt que d'entreprendre le programme de révision de quatre réacteurs. L'OEO a choisi de ne pas se prévaloir de cette option et a décidé d'aller de l'avant avec le programme de remise à neuf et en service de quatre réacteurs.

En avril 2008, Bruce Power a effectué une révision en profondeur des coûts estimatifs requis pour réaliser le projet de remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A. En fonction de cette évaluation, le coût en capital du projet de remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A devrait totaliser entre 3,1 milliards de dollars et 3,4 milliards de dollars environ, soit une hausse par rapport au coût estimatif initial de 2,75 milliards de dollars. La part de TransCanada devrait se situer entre 1,55 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars environ, comparativement au coût estimatif initial de 1,4 milliard de dollars. Les augmentations des coûts de projet sont assujetties au barème de partage avec l'OEO des coûts en capital en fonction des risques et des économies. TransCanada prévoit que le rendement de son investissement, après les impôts et compte non tenu de l'endettement, se situera au milieu de l'échelle antérieurement annoncée, allant de 9,5 % à 13,5 %. Advenant une hausse supplémentaire de 10 % des coûts en capital, le rendement de l'investissement de la société dans ce projet, après les impôts et compte non tenu de l'endettement, serait d'environ 10 %. Le projet est achevé à 60 % et la société prévoit que les deux réacteurs seront remis en service vers la fin de 2009 ou au début de 2010.

Broadwater

Le 24 mars 2008, la FERC a autorisé la construction et l'exploitation du projet de GNL de Broadwater, sous réserve des conditions énoncées dans l'autorisation.

Le 10 avril 2008, le Département d'État de l'État de New York a rejeté la proposition de construction de cette installation. Par suite de cette décision défavorable, TransCanada a radié des coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés au titre du projet de Broadwater jusqu'au 31 mars 2008. Broadwater évalue ses options à l'égard de ce projet.

Projet de centrale électrique de Coolidge

En réponse à un appel d'offres dans le cadre du projet Salt River à Phoenix, en Arizona, TransCanada se propose de construire, de détenir et d'exploiter une centrale de pointe au gaz naturel à cycle simple d'une puissance d'environ 575 MW à Coolidge, en Arizona. Le coût en capital du projet est évalué à 500 millions de dollars US. Sous réserve de la signature d'une CAE et de l'obtention des permis requis, les travaux de construction devraient commencer pendant le troisième trimestre de 2009, la mise en exploitation de la centrale étant prévue pour le milieu de 2011.

Renseignements sur les actions

Au 31 mars 2008, TransCanada avait 542 millions d'actions ordinaires émises et en circulation. En outre, la société avait en circulation 9 millions d'options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 7 millions d'options pouvaient être exercées au 31 mars 2008.

Principales données financières trimestrielles consolidées (1)

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2008**	2007				2006		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	**2 133**	2 189	2 187	2 208	2 244	2 091	1 850	1 685
Bénéfice net	**449**	377	324	257	265	269	293	244
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base	**0,83 $**	0,70 $	0,60 $	0,48 $	0,52 $	0,55 $	0,60 $	0,50 $
Bénéfice net par action – dilué	**0,83 $**	0,70 $	0,60 $	0,48 $	0,52 $	0,54 $	0,60 $	0,50 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	**0,36 $**	0,34 $	0,34 $	0,34 $	0,34 $	0,32 $	0,32 $	0,32 $

(1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres comparatifs ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice courant.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Dans le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits ainsi que le bénéfice 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 bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice 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 prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux faits nouveaux ayant influé sur le bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2006 comprenait des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions de dollars pour le secteur du siège social) découlant de réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le bénéfice net du secteur des pipelines comprenait un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de commandité détenue par la société dans Northern Border Partners, L.P.

- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2006 tenait compte d'une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales, et des modifications des estimations. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait le résultat de la centrale de Bécancour entrée en exploitation le 17 septembre 2006.

- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2006 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant de quelque 12 millions de dollars.

- Le bénéfice net du premier trimestre de 2007 comprenait des ajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars. De plus, le bénéfice net de l'entreprise de pipelines comprenait les apports découlant de l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes depuis le 22 février 2007. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait le résultat des installations de gaz naturel d'Edson, entrées en exploitation le 31 décembre 2006.

- Au deuxième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 16 millions de dollars (12 millions de dollars pour le siège social et 4 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie) lié à des ajustements d'impôts positifs découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux prévus au Canada. Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines s'était accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.

- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2007 comprenait des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs.

- Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 56 millions de dollars (30 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 26 millions de dollars pour le siège social) lié à des ajustements favorables d'impôts découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux prévus au Canada ainsi que d'autres modifications législatives, en plus de comprendre un gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) à la vente de terrains auparavant détenus à des fins d'aménagement. Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines avait augmenté en raison de l'inscription d'un résultat supplémentaire lié au règlement du dossier pour le réseau GTN, entré en vigueur le 1er janvier 2007.

- Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines du premier trimestre de 2008 comprenait des règlements de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) reçu par GTN et Portland dans le cadre de la faillite de Calpine et un produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) en règlement d'une action en justice. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait la radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

État consolidé des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Produits	**2 133**	2 244
Charges d'exploitation		
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	**698**	732
Achats de produits de base revendus	**410**	571
Amortissement	**296**	290
	1 404	1 593
	729	651
Autres charges (produits)		
Charges financières	**218**	237
Charges financières des coentreprises	**16**	21
Intérêts créditeurs et autres produits	**(39)**	(31)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	**(279)**	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	**41**	-
	(43)	227
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	**772**	424
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	**247**	168
Futurs	**5**	(37)
	252	131
Participations sans contrôle		
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	**6**	6
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	**21**	17
Autres	**44**	5
	71	28
Bénéfice net	**449**	265
Bénéfice net par action		
De base	**0,83 $**	0,52 $
Dilué	**0,83 $**	0,52 $
Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)	**541**	508
Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)	**543**	511

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

État consolidé des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	**449**	265
Amortissement	**296**	290
Impôts futurs	**5**	(37)
Participations sans contrôle	**71**	28
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure aux charges	**20**	12
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	**41**	-
Autres	**40**	24
	922	582
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	**6**	36
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	**928**	618
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(460)**	(306)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	**(2)**	(4 265)
Montants reportés et autres	**112**	(61)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(350)**	(4 632)
Activités de financement		
Dividendes sur les actions ordinaires	**(130)**	(156)
Distributions versées aux participations sans contrôle	**(21)**	(16)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	**(30)**	1 065
Dette à long terme émise	**112**	1 362
Réduction de la dette à long terme	**(394)**	(325)
Dette à long terme émise par des coentreprises	**17**	12
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	**(29)**	(12)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	**9**	1 690
Parts de société en nom collectif émises par une filiale	**-**	348
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	**(466)**	3 968
Incidence des modifications du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**23**	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**135**	(49)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Au début de la période	**504**	399
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
À la fin de la période	**639**	350
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Impôts sur les bénéfices payés	**167**	87
Intérêts payés	**204**	273

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilan consolidé

(non vérifié) (en millions de dollars)	**31 mars 2008**	31 décembre 2007
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**639**	504
Débiteurs	**964**	1 116
Stocks	**503**	497
Autres	**268**	188
	2 374	2 305
Immobilisations corporelles	**23 877**	23 452
Écart d'acquisition	**2 839**	2 633
Autres actifs	**1 782**	1 940
	30 872	30 330
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	**373**	421
Créditeurs et charges à payer	**1 702**	1 767
Intérêts courus	**303**	261
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	**895**	556
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	**28**	30
	3 301	3 035
Montants reportés	**1 221**	1 107
Impôts futurs	**1 171**	1 179
Dette à long terme	**12 037**	12 377
Dette à long terme des coentreprises	**900**	873
Billets subordonnés de rang inférieur	**1 015**	975
	19 645	19 546
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	**619**	539
Actions privilégiées d'une filiale	**389**	389
Autres	**119**	71
	1 127	999
Capitaux propres	**10 100**	9 785
	30 872	30 330

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

État consolidé du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Bénéfice net	**449**	265
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers [1]	**53**	(37)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers [2]	**(41)**	9
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie [3]	**4**	(1)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures [4]	**(19)**	(3)
Autres éléments du résultat étendu de la période	**(3)**	(32)
Résultat étendu de la période	**446**	233

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 25 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (charge fiscale de 5 millions de dollars en 2007).
(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 22 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (charge fiscale de 5 millions de dollars en 2007).
(3) Déduction faite d'une charge fiscale de 12 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (recouvrement d'impôts de 5 millions de dollars en 2007).
(4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 9 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars en 2007).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

(non vérifié) (en millions de dollars)	**Ajustement de conversion**	**Couvertures de flux de trésorerie**	**Total**
Solde au 31 décembre 2007	**(361)**	**(12)**	**(373)**
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers [1]	**53**	**–**	**53**
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers [2]	**(41)**	**–**	**(41)**
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie [3]	**–**	**4**	**4**
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures [4] [5]	**–**	**(19)**	**(19)**
Solde au 31 mars 2008	**(349)**	**(27)**	**(376)**
Solde au 31 décembre 2006	(90)	–	(90)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers [6]	–	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers [1]	(37)	–	(37)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers [2]	9	–	9
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie [3]	–	(1)	(1)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures [4]	–	(3)	(3)
Solde au 31 mars 2007	(118)	(100)	(218)

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 25 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (charge fiscale de 5 millions de dollars en 2007).
(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 22 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (charge fiscale de 5 millions de dollars en 2007).
(3) Déduction faite d'une charge fiscale de 12 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (recouvrement d'impôts de 5 millions de dollars en 2007).
(4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 9 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 (recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars en 2007).
(5) Le montant des gains et des pertes liés aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui sera reclassé dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois devrait être 12 millions de dollars (15 millions de dollars après les impôts) au titre des pertes nettes.
(6) Déduction faite d'une charge fiscale de 44 millions de dollars.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

État consolidé des capitaux propres

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2008**	 2007
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	**6 662**	4 794
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	**54**	-
Produit de l'émission d'actions à la levée d'options sur actions	**9**	8
Produit de l'émission d'actions dans le cadre d'un appel public à l'épargne [(1)]	**-**	1 682
Solde à la fin de la période	**6 725**	6 484
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	**276**	273
Émission d'options sur actions	**1**	1
Solde à la fin de la période	**277**	274
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	**3 220**	2 724
Ajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	**-**	4
Bénéfice net	**449**	265
Dividendes sur les actions ordinaires	**(195)**	(182)
Solde à la fin de la période	**3 474**	2 811
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	**(373)**	(90)
Ajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	**-**	(96)
Autres éléments du résultat étendu	**(3)**	(32)
Solde à la fin de la période	**(376)**	(218)
Total des capitaux propres	**10 100**	9 351

(1) Déduction faite des commissions de prise ferme et des impôts futurs.

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 annuels de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements 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 de 2007 compris dans le rapport annuel 2007 de TransCanada. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Dans le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits et le 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 cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le 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 prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus à jour et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour formuler ces estimations. 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.

2. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié - en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2008	2007	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007
Produits	**1 176**	1 124	**957**	1 120	**-**	-	**2 133**	2 244
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	**(399)**	(383)	**(298)**	(347)	**(1)**	(2)	**(698)**	(732)
Achats de produits de base revendus	**-**	-	**(410)**	(571)	**-**	-	**(410)**	(571)
Amortissement	**(254)**	(251)	**(42)**	(39)	**-**	-	**(296)**	(290)
	523	490	**207**	163	**(1)**	(2)	**729**	651
Charges financières et participations sans contrôle	**(235)**	(217)	**-**	1	**(54)**	(49)	**(289)**	(265)
Charges financières des coentreprises	**(11)**	(16)	**(5)**	(5)	**-**	-	**(16)**	(21)
Intérêts créditeurs et autres produits	**32**	13	**1**	3	**6**	15	**39**	31
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	**279**	-	**-**	-	**-**	-	**279**	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	**-**	-	**(41)**	-	**-**	-	**(41)**	-
Impôts sur les bénéfices	**(227)**	(115)	**(52)**	(56)	**27**	40	**(252)**	(131)
Bénéfice net	**361**	155	**110**	106	**(22)**	4	**449**	265

Total de l'actif

(non vérifié - en millions de dollars)	**31 mars 2008**	31 décembre 2007
Pipelines	**22 429**	22 024
Énergie	**7 171**	7 037
Siège social	**1 272**	1 269
	30 872	30 330

3. Capital social

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2008, TransCanada a émis 1,4 million d'actions ordinaires aux termes de son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD »). Aux termes du RRD, les dividendes ont été versés sous forme d'actions ordinaires émises sur le capital plutôt que de payer aux actionnaires des dividendes au comptant totalisant 54 millions de dollars.

4. Instruments financiers et gestion des risques

Stocks de gaz naturel

Au 31 mars 2008, des stocks de gaz naturel exclusif d'un montant de 207 millions de dollars étaient inclus dans les stocks (190 millions de dollars au 31 décembre 2007). Depuis le 1er avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TransCanada sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1er avril 2007. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pendant le trimestre terminé le 31 mars 2008 a donné lieu à un gain de 59 millions de dollars, montant constaté en tant qu'augmentation des produits et des stocks. Au premier trimestre de 2008, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel représentait une perte de 76 millions de dollars (perte de 3 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007) qui a été constatée dans les produits.

Instruments financiers dérivés

Instruments dérivés en tant que couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)
(non vérifié)

(en millions de dollars)	Au 31 mars 2008		Au 31 décembre 2007	
	Juste valeur [1]	Montant nominal ou en capital	Juste valeur [1]	Montant nominal ou en capital
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014)	**62**	**450 US**	77	350 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2008)	**(36)**	**1 440 US**	(4)	150 US
Options en dollars US (échéant en 2008)	**(1)**	**50 US**	3	600 US
	25	**1 940 US**	76	1 100 US

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les changements importants relativement aux instruments financiers dérivés de la société depuis le 31 décembre 2007 s'établissent comme suit :

(non vérifié)	Gaz naturel	
	31 mars 2008	31 décembre 2007
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction		
Justes valeur [1]		
Actifs	**98 $**	43 $
Passifs	**(149)$**	(19)$
Volumes [2]		
Achats	**55**	47
Ventes	**74**	64

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés. Tous les montants sont en millions de dollars.
(2) Les volumes pour les instruments liés au gaz naturel sont présentés en milliards de pieds cubes.

5. 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 terminé le 31 mars 2008 se présente comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
(non vérifié – en millions de dollars)	**2008**	2007	**2008**	2007
Coût des services rendus au cours de la période	**13**	11	**–**	–
Intérêts débiteurs	**19**	17	**2**	1
Rendement prévu des actifs des régimes	**(23)**	(19)	**–**	–
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	**–**	–	**–**	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	**4**	6	**–**	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	**1**	1	**–**	–
Coût net constaté au titre des avantages	**14**	16	**2**	3

6. Règlements à la suite de la faillite de Calpine

Certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions et de 6,1 millions d'actions, représentant environ 85 % des réclamations convenues. Ces actions ont par la suite été vendues sur le marché libre pour un bénéfice avant les impôts total de 279 millions de dollars.

7. Radiation de coûts d'élaboration

Le 24 mars 2008, le Federal Energy Regulatory Committee des États-Unis a autorisé la construction et l'exploitation du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater, sous réserve des conditions énoncées dans l'autorisation. Le 10 avril 2008, le Département d'État de l'État de New York a rejeté la proposition de construction de l'installation de Broadwater. Par suite de cette décision défavorable, TransCanada a radié des coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés précédemment au titre du projet de GNL de Broadwater jusqu'au 31 mars 2008.

8. Engagements

Le 31 mars 2008, TransCanada a conclu une entente avec National Grid plc en vue d'acquérir, en contrepartie de 2,8 milliards de dollars US, une participation de 100 % dans KeySpan-Ravenswood, LLC, qui détient la centrale électrique de Ravenswood, à Queens, dans l'État de New York. TransCanada entend financer l'acquisition d'une manière qui concorde avec sa structure du capital actuelle.

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/Myles Dougan/Terry Hook au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Cecily Dobson/Shela Shapiro au 403-920-7859 ou au 1-800-608-7859.

Site Web de TransCanada : http://www.transcanada.com