



TRANSCANADA CORPORATION

NOTICE ANNUELLE

Le 14 février 2011

TABLE DES MATIÈRES

	Page
TABLE DES MATIÈRES	1
PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	2
ÉNONCÉS PROSPECTIFS	2
TRANSCANADA CORPORATION	3
Structure générale.....	3
Liens intersociétés	4
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	4
Faits nouveaux concernant les gazoducs	5
Faits nouveaux concernant les oléoducs.....	7
Faits nouveaux concernant l'énergie	8
ACTIVITÉS DE TRANSCANADA	10
Activités relatives aux gazoducs.....	11
Activités relatives aux oléoducs.....	13
Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux oléoducs	14
Activités relatives à l'énergie	15
GÉNÉRALITÉS	16
Employés	16
Politiques sociales et environnementales	17
Protection de l'environnement.....	18
FACTEURS DE RISQUE	19
Facteurs de risque en matière d'environnement	19
Autres facteurs de risque	21
DIVIDENDES	22
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	22
Capital-actions	22
NOTES	25
DBRS Limited (DBRS).....	25
Moody's Investors Service, Inc. (Moody's).....	26
Standard & Poor's (S&P)	26
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	26
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	28
Administrateurs	28
Comités du conseil	30
Dirigeants.....	30
Conflits d'intérêts	32
GOUVERNANCE D'ENTREPRISE	32
COMITÉ DE VÉRIFICATION	32
Formation académique et expérience pertinentes des membres	33
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable.....	34
Honoraires liés aux services fournis par les vérificateurs externes	34
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION	35
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	35
EXPERTS INTÉRESSÉS	35
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	35
GLOSSAIRE	36
ANNEXE A	A-1
ANNEXE B	B-1

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

À moins que le contexte ne s'y oppose, toute mention dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle ») de « TransCanada » ou de la « Société » s'entend de TransCanada Corporation et des filiales par l'entremise desquelles elle exerce ses diverses activités commerciales. Plus particulièrement, « TransCanada » s'entend de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »). Toute mention de TransCanada dans le contexte de mesures prises avant son plan d'arrangement de 2003 avec TCPL, décrit ci-dessous à la rubrique « TransCanada Corporation – Structure générale », s'entend de TCPL ou de ses filiales. Dans la présente notice annuelle, l'expression « filiale » désigne, relativement à TransCanada, les filiales détenues en propriété exclusive directe et indirecte de TransCanada ou de TCPL et les personnes morales contrôlées par TransCanada ou TCPL, le cas échéant.

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont arrêtés au 31 décembre 2010 ou pour l'exercice terminé à cette date (la « fin de l'exercice »). Sauf indication contraire, le terme « dollar » et le symbole « \$ » désignent le dollar canadien. L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada »).

Certaines parties du rapport de gestion de TransCanada daté du 14 février 2011 (le « rapport de gestion ») sont intégrées par renvoi dans la présente notice annuelle comme il est mentionné ci-après. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sous le profil de TransCanada.

Le Conseil des normes comptables (le « CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés avait annoncé que les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes étaient tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011. À titre de société inscrite auprès de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, TransCanada prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et la possibilité s'offre également à la Société de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). TransCanada avait déclaré antérieurement que la Société prévoyait préparer ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011. En raison des faits nouveaux dont il est question ci-après, la direction s'attend à ce que la Société adopte les PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012. Avant que surviennent ces faits nouveaux, le projet de passage de la Société aux IFRS se déroulait de la manière prévue pour respecter la date de conversion du 1^{er} janvier 2011. Conformément aux PCGR du Canada, TransCanada applique actuellement des conventions comptables qui sont propres aux activités à tarifs réglementés. Selon ces normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (la « CATR »), pour refléter adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits d'exploitation et des droits de la Société, le moment de la constatation de certains produits d'exploitation et de certaines charges peut différer de celui qui est par ailleurs prévu par les PCGR du Canada relativement aux activités à tarifs non réglementés. En octobre 2010, le CNC et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM ») ont modifié leurs politiques visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui appliquent la CATR afin de leur permettre de reporter d'un an l'adoption des IFRS. En raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment, de la portée et de l'adoption éventuelle d'une norme relative à la CATR conformément aux IFRS, TransCanada reportera l'adoption des IFRS si bien qu'elle continuera, en 2011, de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada définis par la Partie 5 du Manuel de l'ICCA, afin de poursuivre l'application de la CATR. TransCanada continuera de surveiller activement les progrès de l'IASB concernant la CATR et les autres IFRS. L'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis est conforme à l'information que la Société communique actuellement dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis ». Il n'est pas nécessaire d'apporter des changements importants aux systèmes et aux formalités en vigueur pour mettre en œuvre les PCGR des États-Unis à titre de principale convention comptable de la Société. Pour obtenir plus de renseignements sur le projet de conversion de TransCanada, se reporter aux rubriques « Modifications comptables – Modifications comptables futures – Normes internationales d'information financière » et « Modifications comptables – Modifications comptables futures – Projet de conversion aux PCGR des États-Unis » du rapport de gestion de TransCanada.

Les renseignements portant sur la conversion métrique figurent à l'annexe A de la présente notice annuelle. Les termes qui sont définis dans la présente notice annuelle figurent dans son glossaire.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle, les documents qui y sont intégrés par renvoi et les autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières peuvent comprendre certains énoncés prospectifs assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les mots « anticiper », « s'attendre à », « croire », « pourrait », « devrait »,

« estimer », « prévoir », « envisager » ou d'autres expressions semblables sont employés pour identifier ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs qui se trouvent dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres de TransCanada et à ses investisseurs potentiels des renseignements sur TransCanada et ses filiales, y compris l'évaluation par la direction des plans financiers et opérationnels futurs ainsi que des perspectives de TransCanada et de ses filiales. Les énoncés prospectifs qui se trouvent dans le présent document peuvent comprendre des énoncés sur les perspectives commerciales et le rendement financier escomptés de TransCanada et de ses filiales, leurs attentes ou prévisions pour l'avenir, leurs stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, les flux de trésorerie, les coûts, échéanciers (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement), résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que l'effet prévu des engagements futurs et du passif éventuel. Tous les énoncés prospectifs reflètent les opinions ainsi que les hypothèses de TransCanada fondées sur l'information dont elle disposait au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou événements réels dans ces énoncés prospectifs peuvent différer des résultats ou événements prédits. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements réels diffèrent considérablement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en place ses initiatives stratégiques et le fait que ces initiatives stratégiques offrent ou non les avantages prévus, le rendement d'exploitation des actifs dans le secteur des pipelines et de l'énergie de la Société, la disponibilité et le prix des produits de l'énergie, la capacité de paiement, les processus et les décisions des autorités de réglementation, les changements aux lois et aux règlements, notamment les lois environnementales, les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et la réalisation de projets d'immobilisations, les coûts de main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les progrès technologiques et la conjoncture économique en Amérique du Nord. Par leur nature, les énoncés prospectifs sont présentés sous réserve de divers risques et incertitudes, notamment ceux qui sont analysés aux présentes à la rubrique « Facteurs de risque », qui pourraient faire en sorte que les activités et résultats réels de TransCanada diffèrent considérablement des résultats prévus ou des attentes exprimées. Des renseignements supplémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs sont disponibles dans les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis. Le lecteur est mis en garde de ne pas accorder une importance démesurée à ces énoncés prospectifs, lesquels sont donnés à la date mentionnée dans la présente notice annuelle ou autrement, et de ne pas utiliser l'information prospective ou les perspectives financières à des fins autres que celles auxquelles elles sont prévues. TransCanada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser les énoncés prospectifs, que ce soit par suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou autrement, sauf si la loi l'exige.

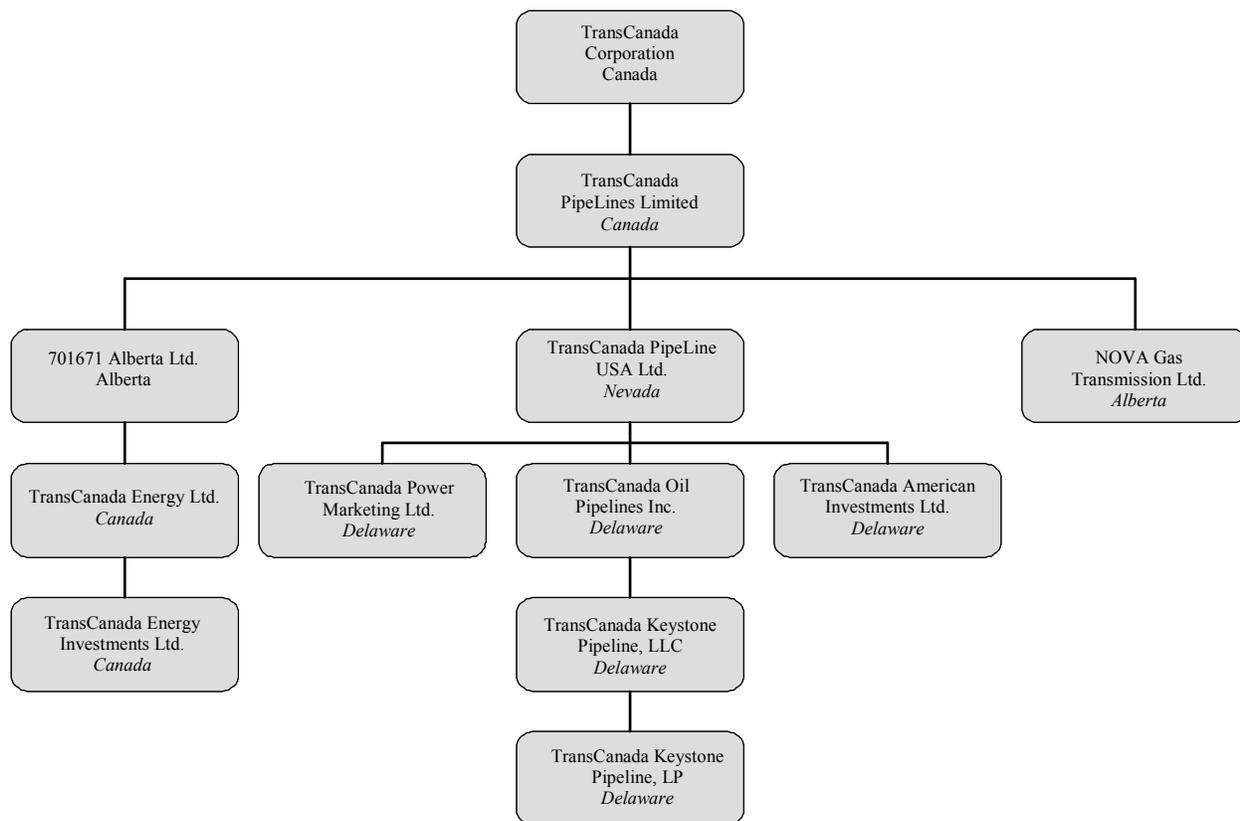
TRANSCANADA CORPORATION

Structure générale

Le siège social de TransCanada et son principal établissement sont situés au 450 — 1st Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1. TransCanada a été constituée aux termes des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») le 25 février 2003 dans le cadre d'un plan d'arrangement qui a établi TransCanada en tant que société mère de TCPL. L'arrangement a été approuvé par les porteurs d'actions ordinaires de TCPL le 25 avril 2003 et, à la suite de l'approbation du tribunal, les clauses d'arrangement ont été déposées, donnant ainsi effet à l'arrangement à compter du 15 mai 2003. Aux termes de l'arrangement, les porteurs d'actions ordinaires de TCPL ont échangé chacune de leurs actions ordinaires de TCPL contre une action ordinaire de TransCanada (l'« action ordinaire » ou les « actions ordinaires »). Les titres de créance et les actions privilégiées de TCPL continuent d'être des obligations et des titres de TCPL. TCPL continue de détenir les actifs qu'elle détenait avant l'arrangement et continue d'exercer ses activités à titre de principale filiale d'exploitation du groupe d'entités de TransCanada. TransCanada ne détient directement aucun actif important autre que les actions ordinaires de TCPL et les sommes à recevoir de certaines filiales de TransCanada.

Liens intersociétés

L'organigramme suivant indique le nom et le territoire de constitution, de prorogation ou de création des principales filiales de TransCanada au 31 décembre 2010. Chacune de ces filiales dispose d'actifs totaux dépassant 10 % des actifs consolidés totaux de TransCanada ou des produits d'exploitation dépassant 10 % des produits d'exploitation consolidés totaux de TransCanada au 31 décembre 2010 et pour l'exercice terminé à cette date. TransCanada détient, directement ou indirectement, la totalité des actions comportant droit de vote de chacune de ses filiales, à l'exception du TransCanada Keystone Pipeline, LP dont TransCanada détient indirectement la totalité des droits de participation.



Cet organigramme ne comprend pas toutes les filiales de TransCanada. Les actifs et produits d'exploitation totaux des filiales exclues ne dépassaient pas 20 % des actifs consolidés totaux ou des produits d'exploitation consolidés totaux de TransCanada en date du 31 décembre 2010 et pour l'exercice terminé à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

À compter de 2011, les secteurs d'exploitation isolables de TransCanada sont les gazoducs, l'énergie et les oléoducs. Le secteur des gazoducs et des oléoducs comprend principalement les gazoducs et les oléoducs de la Société au Canada, aux États-Unis et au Mexique ainsi que ses activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Le secteur de l'énergie regroupe les activités d'exploitation des installations énergétiques ainsi que les activités de stockage de gaz naturel non réglementées de la Société au Canada.

La stratégie de TransCanada relativement aux oléoducs et aux gazoducs est axée sur l'expansion de son réseau de transport de gaz naturel et de pétrole brut en Amérique du Nord et sur la maximisation de la valeur à long terme de ses actifs actuels liés aux pipelines. La Société a considérablement développé son secteur de l'énergie au cours des dix dernières années et elle est désormais un acteur majeur du domaine de la production d'électricité dans des régions choisies du Canada et des États-Unis. Plus récemment, TransCanada a également développé des activités de stockage de gaz naturel non réglementées en Alberta.

Les faits nouveaux importants concernant les gazoducs, les oléoducs et l'énergie de TransCanada, ainsi que les acquisitions, les dispositions, les événements ou les conditions d'importance qui ont influé sur ces faits au cours des trois derniers exercices sont décrits ci-après.

Faits nouveaux concernant les gazoducs

Date	Description du fait nouveau
RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA (le « réseau principal au Canada »)	
Mars 2008	L'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») a approuvé les droits provisoires modifiés pour le réseau principal au Canada qui ont pris effet le 1 ^{er} avril 2008. TransCanada avait déposé auprès de l'ONÉ une demande de majoration des droits provisoires préalablement approuvés en décembre 2007. Cette majoration des droits fait suite à une baisse marquée des flux prévus dans le réseau et avait pour but de permettre à TransCanada de combler ses besoins en produits d'exploitation pour 2008.
Décembre 2009	L'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada relative aux droits définitifs du réseau principal au Canada pour 2010, qui ont pris effet le 1 ^{er} janvier 2010. Le rendement des capitaux propres calculé s'est élevé à 8,52 % en 2010. La diminution de la production et la hausse de l'utilisation des contrats de transport sur de plus courtes distances ont entraîné l'augmentation des droits en 2010 par rapport à 2009.
Août 2010	L'appel de soumissions de TransCanada visant le transport des volumes de Marcellus sur le réseau principal au Canada a pris fin. L'appel de soumissions avait été lancé à la demande d'expéditeurs éventuels.
Décembre 2010	TransCanada a déposé une demande auprès de l'ONÉ visant l'approbation des droits provisoires applicables au réseau principal au Canada en 2011, laquelle comportait certains changements au mécanisme de tarification afin de réduire les droits sur les longues distances. L'ONÉ a décidé de ne pas approuver les droits proposés dans la demande relative aux droits provisoires et a établi que les droits provisoires de 2010 commenceraient à s'appliquer le 1 ^{er} janvier 2011.
Janvier 2011	TransCanada a déposé une demande de droits provisoires révisés prenant effet le 1 ^{er} mars 2011 fondée sur le règlement en vigueur qu'elle a conclu avec ses clients pour 2007 à 2011. Si les droits provisoires révisés sont approuvés, ils permettront le recouvrement de produits d'exploitation qui refléteront plus fidèlement les frais engagés par TransCanada et ses projections concernant la production pour l'année 2011. TransCanada continue ses pourparlers avec les parties prenantes afin d'augmenter le niveau de soutien à un règlement éventuel et elle s'attend à déposer une demande ultérieure visant les droits définitifs de 2011 pour le réseau principal au Canada au cours de l'année 2011.
RÉSEAU DE L'ALBERTA (le « réseau de l'Alberta »)	
Avril 2008	Un prolongement du réseau de l'Alberta dans la région de Fort McMurray est entré en service à la date prévue.
Février 2009	L'ONÉ a approuvé la demande déposée par TransCanada en juin 2008 en vue d'assujettir le réseau de l'Alberta à la réglementation fédérale à partir du 29 avril 2009.
Juin 2010	TransCanada a conclu une entente de règlement de trois ans avec les expéditeurs du réseau de l'Alberta et d'autres parties prenantes et a déposé auprès de l'ONÉ une demande de règlement sur les besoins en produits d'exploitation du réseau pour 2010 à 2012.
Août 2010	L'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada datée de novembre 2009 visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta et l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines au réseau de l'Alberta.
Septembre 2010	L'ONÉ a approuvé la demande concernant le règlement sur les besoins en produits d'exploitation du réseau de l'Alberta pour 2010 à 2012.
Octobre 2010	L'ONÉ a approuvé les droits définitifs de 2010 applicables au réseau de l'Alberta qui reflètent le règlement sur les besoins en produits d'exploitation du réseau de l'Alberta pour 2010 à 2012 et le règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta pour cette même période.
Décembre 2010	L'ONÉ a approuvé les droits provisoires de 2011 applicables au réseau de l'Alberta qui reflètent le règlement sur les besoins en produits d'exploitation pour 2010 à 2012 et a poursuivi la transition vers la méthodologie des droits approuvée dans le règlement sur la conception tarifaire. TransCanada prévoit déposer une demande visant les droits définitifs du réseau de l'Alberta pour 2011 qui tiendra compte du résultat des pourparlers avec les parties prenantes relativement aux droits de 2011 et à l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines.
Prolongation du corridor du centre-nord (le « corridor du centre-nord »)	
Octobre 2008	L'Alberta Utilities Commission (l'« AUC »), qui avait auparavant réglementé le réseau de l'Alberta, a approuvé la demande de permis de construction de TransCanada visant le corridor du centre-nord.
Octobre 2008	La construction du corridor du centre-nord a commencé.
Mai 2009	La construction du tronçon North Star du corridor du centre-nord, d'une longueur de 140 kilomètres, a été achevée.
Septembre 2009	Les travaux de la phase finale du corridor du centre-nord ont commencé.
Mars 2010	Le corridor du centre-nord a été réalisé à temps et en-deçà du budget prévu.

Date	Description du fait nouveau
Projet de pipeline Groundbirch (« Groundbirch »)	
Mars 2010	L'ONÉ a approuvé la demande de construction et d'exploitation de Groundbirch présentée par TransCanada, après qu'une audience publique a été tenue.
Août 2010	TransCanada a obtenu les approbations définitives des organismes de réglementation et a commencé la construction de Groundbirch.
Décembre 2010	Groundbirch a été réalisé à temps et en-deçà du budget prévu et le transport du gaz naturel de la formation schisteuse de Montenay jusqu'au réseau de l'Alberta a commencé.
Projet de pipeline de Horn River (« Horn River »)	
Février 2009	TransCanada a annoncé qu'elle avait mené à terme un appel de soumissions exécutoires lui assurant des contrats de transport garantis pour un volume de 378 millions de pieds cubes par jour (« Mpi ³ /j ») pour le pipeline.
Février 2010	TransCanada a demandé à l'ONÉ d'approuver la construction et l'exploitation du pipeline.
Avril 2010	L'ONÉ a annoncé qu'elle tiendrait une audience publique sur la demande d'approbation visant la construction et l'exploitation du pipeline de TransCanada en février 2010. L'audition de l'ONÉ relative au pipeline de Horn River a pris fin en novembre 2010.
Janvier 2011	L'ONÉ a autorisé TransCanada à construire le pipeline de Horn River.
RÉSEAU FOOTHILLS (le « réseau Foothills »)	
Juin 2010	TransCanada a conclu une entente visant l'établissement des frais d'immobilisation du réseau Foothills. L'ONÉ a approuvé les droits définitifs pour 2010, qui ont pris effet le 1 ^{er} juillet 2010.
PROJET DE GAZODUC DU MACKENZIE (le « projet de gazoduc du Mackenzie »)	
Décembre 2009	Un comité d'examen conjoint du gouvernement canadien a publié un rapport sur les facteurs environnementaux et socioéconomiques se rapportant au projet de gazoduc du Mackenzie. Le rapport a été présenté dans le cadre du processus d'examen de l'ONÉ en vue de faire approuver le projet.
Décembre 2010	L'ONÉ a approuvé la demande de construction du projet de gazoduc du Mackenzie des proposants sous réserve du respect de nombreuses conditions.
PROJET DE PIPELINE DE L'ALASKA (le « pipeline de l'Alaska »)	
Décembre 2008	Le Commissaire du revenu et des ressources naturelles de l'Alaska a délivré, en vertu de la loi intitulée <i>Alaska Gasline Inducement Act</i> (l'« AGIA »), un permis à TransCanada pour qu'elle puisse faire progresser le projet de pipeline de l'Alaska. Par la suite, TransCanada a commencé des travaux d'ingénierie, d'environnement, de terrain et de nature commerciale. Aux termes de l'AGIA, l'État de l'Alaska s'est engagé à rembourser une partie des frais préalables à la construction admissibles à TransCanada jusqu'à concurrence de 500 millions de dollars américains.
Juin 2009	TransCanada a conclu une entente avec ExxonMobil Corporation (« ExxonMobil ») pour faire progresser le pipeline de l'Alaska. Une équipe conjointe chargée du projet s'occupe des travaux de génie, des travaux environnementaux, des relations avec les autochtones et des travaux commerciaux.
Avril 2010	L'appel de soumissions visant le pipeline de l'Alaska a débuté.
Troisième trimestre de 2010	Les expéditeurs intéressés au projet de gazoduc de l'Alaska ont présenté des soumissions conditionnelles pour l'appel de soumissions qui a pris fin le 30 juillet 2010. On collabore désormais avec les expéditeurs dans le cadre du projet afin de résoudre toutes les questions sur lesquelles ils exercent un contrôle.
GAZODUC BISON (« Bison »)	
Septembre 2008	TransCanada a acquis Bison Pipeline LLC de Northern Border Pipeline Company (« NBPL ») pour un montant de 20 millions de dollars américains. Les actifs de Bison Pipeline LLC comprenaient des conventions déjà signées ainsi que des travaux réglementaires, environnementaux et techniques effectués sur Bison.
Décembre 2010	La construction de Bison a été parachevée.
Janvier 2011	L'exploitation commerciale de Bison a commencé après que les organismes de réglementation ont approuvé la mise en service.
RÉSEAU GREAT LAKES (le « réseau Great Lakes »)	
Novembre 2009	La Federal Energy Regulation Commission (la « FERC ») des États-Unis a ouvert une enquête pour établir si les tarifs applicables au réseau Great Lakes étaient justes et raisonnables. Pour donner suite à cette enquête, Great Lakes Gaz Transmission Limited Partnership (« Great Lakes ») a déposé une étude des coûts et des produits d'exploitation auprès de la FERC en février 2010.

Date	Description du fait nouveau
Juillet 2010	La FERC a approuvé sans modification la stipulation et entente au sujet du règlement conclue entre Great Lakes, les participants actifs et le personnel du tribunal de la FERC. La stipulation et entente approuvée s'applique à tous les expéditeurs actuels et futurs sur le réseau Great Lakes.
RÉSEAU NORTH BAJA (le « réseau North Baja »)	
Juillet 2009	TransCanada a vendu North Baja Pipeline, LLC (« North Baja ») au membre de son groupe, TC Pipelines, LP. Dans le cadre de l'opération, TransCanada a convenu de modifier ses droits de distribution incitatifs avec TC Pipelines, LP. Conformément à la modification, TransCanada a reçu des parts ordinaires supplémentaires en échange du rajustement de ses droits de distribution incitatifs à un pourcentage inférieur qui augmente au fil des distributions de TC Pipelines, LP. La contrepartie globale provenant de la société en commandite comprenait une combinaison d'espèces et de parts ordinaires totalisant environ 395 millions de dollars américains.
GUADALAJARA (« Guadalajara »)	
Mai 2009	TransCanada a annoncé qu'elle avait remporté un appel de soumissions en vue de construire le pipeline de Guadalajara et d'en devenir la propriétaire-exploitante.
Décembre 2010	70 % du pipeline de Guadalajara était réalisé à la fin de l'exercice.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux gazoducs figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « TransCanada - Stratégie », « Gazoducs – Points saillants », « Gazoducs – Analyse financière » et « Gazoducs – Possibilités et faits nouveaux ».

Faits nouveaux concernant les oléoducs

Date	Description des faits nouveaux
KEYSTONE	
2008	TransCanada a augmenté sa participation dans TransCanada Keystone Pipeline, LP (« Keystone U.S. ») et TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership (« Keystone Canada ») de 50 % à 79,99 %, réduisant ainsi la participation de ConocoPhillips à 20,01 %.
Mars 2008	Keystone U.S. a obtenu un permis présidentiel autorisant la construction, l'entretien et l'exploitation d'installations à la frontière canado-américaine pour acheminer du pétrole brut entre les deux pays. Le permis présidentiel a été délivré après que le Département d'État des États-Unis eut énoncé des incidences environnementales définitives le 11 janvier 2008 pour la construction du tronçon américain de l'oléoduc Keystone et son prolongement vers Cushing (le « prolongement vers Cushing »).
Juin 2008	L'ONÉ a approuvé la demande d'aménagement d'installations de pompage supplémentaires pour prolonger le tronçon canadien de Keystone (défini ci-après et appelé dans cette rubrique « Keystone ») et faire passer sa capacité d'environ 435 000 barils par jour (« b/j ») à 591 000 b/j de sorte qu'il puisse recevoir les volumes qui seront livrés aux marchés de Cushing.
Juillet 2008	TransCanada a annoncé qu'elle projetait de prolonger l'oléoduc Keystone vers la côte américaine du golfe du Mexique (le « prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique ») pour se doter d'une capacité supplémentaire de 500 000 b/j en 2013, qui seront acheminés de l'Ouest canadien vers la côte américaine du golfe du Mexique, près de terminaux existants à Port Arthur, au Texas.
Octobre 2008	La Société a mené à bien un appel de soumissions pour son prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique, en obtenant d'autres contrats de transport fermes et à long terme.
Août 2009	TransCanada est devenue l'unique propriétaire du projet Keystone grâce à l'achat de la participation restante de ConocoPhillips (environ 20 %) pour un montant de 553 millions de dollars américains et la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de dollars américains.
Mars 2010	L'ONÉ a approuvé la demande présentée par TransCanada visant à construire et à exploiter le tronçon canadien du prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique.
Avril 2010	Le Département d'État des États-Unis a délivré un projet d'énoncé des incidences environnementales du prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique.
Juin 2010	L'exploitation de l'oléoduc Keystone a commencé à une pression maximale d'exploitation réduite à mesure que l'on a commencé à livrer du pétrole à Wood River et Patoka, en Illinois (« Wood River/Patoka ») avec la première phase de Keystone.
Novembre 2010	L'appel de soumissions relatif au projet Marketlink de Bakken (« Marketlink de Bakken »), lancé en septembre 2010 a été clôturé avec succès. La Société a obtenu des contrats d'expédition fermes garantis d'une durée de cinq ans pour 65 000 b/j.
Novembre 2010	L'appel de soumissions relatif au projet Marketlink de Cushing (« Marketlink de Cushing »), lancé en

Date	Description des faits nouveaux
	septembre 2010 a été clôturé avec succès. La Société a obtenu une garantie contractuelle suffisante pour commencer le projet Marketlink de Cushing qui, s'il se concrétise, permettra le transport de 150 000 b/j de pétrole brut provenant de Cushing, en Oklahoma, vers la côte américaine du golfe du Mexique.
Décembre 2010	L'ONÉ a retiré la restriction concernant la pression maximale d'exploitation à la phase de conversion canadienne de l'oléoduc Keystone à la suite de la réalisation d'inspections sur le site.
Quatrième trimestre de 2010	La construction du prolongement vers Cushing a été parachevée et le pétrole a commencé à transiter par Cushing fin 2010.
Janvier 2011	Les modifications d'exploitation exigées ont été réalisées à la phase Wood River/Patoka de l'oléoduc Keystone. Par conséquent, le système a pu fonctionner selon la pression nominale approuvée et la Société a commencé à inscrire des bénéfices pour la phase Wood River/Patoka en février 2011.
Février 2011	La mise en service commerciale du prolongement vers Cushing a commencé.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux oléoducs figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « TransCanada – Stratégie », « Oléoduc – Points saillants », « Oléoduc – Analyse financière » et « Oléoduc – Possibilités et faits nouveaux ».

Faits nouveaux concernant l'énergie

Date	Description des faits nouveaux
CENTRALE ÉLECTRIQUE RAVENSWOOD (« Ravenswood »)	
Août 2008	TransCanada a acquis Ravenswood pour une contrepartie de 2,9 milliards de dollars américains, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, aux termes d'une convention d'achat intervenue avec KeySpan Corporation et certaines filiales.
BÉCANCOUR (« Bécancour »)	
Juin 2010	Hydro-Québec Distribution (« Hydro-Québec ») a avisé TransCanada qu'elle exercerait son option de prolongation de la convention qui prévoit la suspension de la production d'électricité à Bécancour au cours de l'année 2011. Hydro-Québec avait préalablement annoncé son intention d'exercer cette même option au cours de l'année 2010. Aux termes de la première convention, Hydro-Québec a l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger la suspension tous les ans jusqu'au rétablissement des niveaux régionaux de demande d'électricité. TransCanada continuera de recevoir des paiements aux termes de la convention semblables aux paiements qu'elle aurait reçus dans le cours normal de ses activités.
BRUCE POWER (« Bruce Power »)	
Janvier 2008	La seizième et dernière chaudière à vapeur a été installée sur les réacteurs 1 et 2 de Bruce A (défini ci-après et appelé dans cette rubrique « Bruce A »).
Quatrième trimestre de 2008	L'estimation de la durée de vie des réacteurs 3 et 4 a été revue. Les résultats de l'examen ont indiqué que le réacteur 3 devrait demeurer en service jusqu'en 2011, ce qui permet deux ans de production supplémentaires avant les travaux de remise à neuf. Une fois la remise à neuf terminée, la durée de vie estimative du réacteur 3 devrait être prolongée jusqu'en 2038. L'examen a également indiqué que le réacteur 4 devrait demeurer en service commercial jusqu'en 2016, ce qui laisse sept ans de production avant les travaux de remise à neuf, après quoi sa durée de vie estimative devrait être prolongée jusqu'en 2042.
Juillet 2009	Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») ont modifié certaines des conditions de la convention de mise en œuvre de la remise à neuf de Bruce Power. Les modifications sont conformes à l'objet de la convention, signée pour la première fois en 2005, et tiennent compte des changements importants survenus sur le marché de l'électricité de l'Ontario. Aux termes de la convention initiale, Bruce A s'est engagée à remettre à neuf et à redémarrer les réacteurs 1 et 2 actuellement au ralenti, à prolonger la durée d'exploitation du réacteur 3 et à remplacer les chaudières à vapeur du réacteur 4. Une modification apportée en 2007 prévoit la remise à neuf intégrale du réacteur 4, ce qui en prolongera la durée d'exploitation prévue. Cette dernière modification comprend des modifications au mécanisme de prix plancher de Bruce B (défini ci-après et appelé à la présente rubrique « Bruce B »), l'élimination du plafond pour les paiements de soutien à l'égard de Bruce A, la modification du barème de partage des dépenses en immobilisations et la prise en compte des paiements faits à Bruce Power pour la production réputée et ce, au prix contractuel lorsque la production de Bruce A et de Bruce B est réduite en raison des compressions sur le réseau contrôlé par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité en Ontario.
Octobre 2010	Les 960 derniers tubes de calandre ont été installés avec succès sur les réacteurs 1 et 2 de Bruce A.
Décembre 2010	Les derniers canaux de combustible ont été installés avec succès sur le réacteur 2 de Bruce A.

Date	Description des faits nouveaux
Février 2011	Un arrêt d'exploitation pour entretien du réacteur 8 de Bruce B d'une durée d'environ trois semaines a commencé le 1 ^{er} février 2011 et des arrêts d'environ sept semaines chacun devraient avoir lieu à compter de la mi-avril 2011 pour le réacteur 7 de Bruce B et de la mi-octobre 2011 pour le réacteur 5 de Bruce B. Bruce A s'attend à un arrêt d'exploitation d'environ une semaine du réacteur 3 en juillet 2011 et, une fois obtenue l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, l'arrêt d'exploitation « West Shift Plus » d'environ six mois devrait commencer début novembre 2011 sur le réacteur 3. L'arrêt d'exploitation « West Shift Plus » est une composante clé de la stratégie de prolongation de la durée de vie du réacteur 3 et une prolongation du programme « West Shift » qui avait été réalisé avec succès en 2009. Sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, Bruce Power prévoit charger le carburant dans le réacteur 2 au deuxième trimestre de 2011 et réaliser une première synchronisation de la génératrice avec le réseau électrique d'ici la fin de 2011. L'exploitation commerciale est prévue pour le premier trimestre de 2012. Bruce Power prévoit charger le carburant dans le réacteur 1 au troisième trimestre de 2011 et réaliser une première synchronisation de la génératrice au cours du premier trimestre de 2012. L'exploitation commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2012. La mise en service de la centrale et les essais sont en cours et le rythme s'accéléra au deuxième trimestre de 2011, lorsque la construction sera essentiellement achevée.
Février 2011	La convention de mise en œuvre de la remise à neuf de Bruce Power a été modifiée pour refléter : la date de suspension des paiements de soutien connexes à la production de Bruce A qui a été reportée du 31 décembre 2011 au 1 ^{er} juin 2012 et, en conséquence, c'est le prix du disponible qui sera attribué à toute la production de Bruce A à compter du 1 ^{er} juin 2012 jusqu'au redémarrage des réacteurs 1 et 2; le recouvrement des frais engagés par Bruce A dans le cadre de la mise au point des programmes relatifs au carburant.
PORTLANDS ENERGY CENTRE (« Portlands Energy »)	
Avril 2009	Mise en service complète de Portlands Energy en avance et en-deçà du budget prévu.
CENTRALE ÉLECTRIQUE D'OAKVILLE	
Septembre 2009	L'OEO a avisé TransCanada qu'elle avait décroché un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans pour construire une centrale électrique d'une puissance de 900 mégawatts à Oakville, en Ontario et en devenir la propriétaire-exploitante.
Octobre 2010	Le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il ne construirait pas la centrale électrique d'Oakville. TransCanada a commencé des négociations avec l'OEO visant un règlement qui mettrait fin au contrat d'approvisionnement en énergie propre et l'indemniserait des conséquences économiques découlant de la résiliation du contrat.
PARC ÉOLIEN CARTIER (« Parc éolien Cartier »)	
Novembre 2008	Le parc éolien de Carlton, troisième des cinq phases du projet du parc éolien Cartier, est entré en service. Sa capacité de production est de 109 mégawatts.
Troisième trimestre de 2009	Les travaux de construction ont commencé au parc éolien de Gros-Morne (212 MW) et de Montagne-Sèche (58 MW). Le projet Montagne-Sèche et la première phase du projet Gros-Morne devraient entrer en service en 2011 tandis que la deuxième phase du projet Gros-Morne devrait entrer en service en 2012, sous réserve de l'obtention des approbations nécessaires.
COOLIDGE (« Coolidge »)	
Mai 2008	TransCanada a annoncé que le Salt River Project Agricultural Improvement and Power District, service public de Phoenix, en Arizona, avait signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans absorbant la totalité de la production de Coolidge.
Décembre 2008	L'Arizona Corporation Commission a délivré un certificat de compatibilité environnementale à Coolidge.
Août 2009	TransCanada a commencé la construction de Coolidge.
Décembre 2010	Environ 95 % de la construction de Coolidge était terminée à la fin de l'exercice et environ 80 % de la mise en service avait eu lieu à ce moment-là.
PARC ÉOLIEN KIBBY (« Parc éolien Kibby »)	
Juillet 2008	Le projet de mise en valeur du parc éolien Kibby a obtenu l'approbation unanime et définitive de la Land Use Regulation Commission du Maine.
Octobre 2009	La première phase du projet du parc éolien Kibby, qui comprend notamment 22 turbines d'une capacité de production combinée de 66 MW, a été réalisée et mise en service en avance et en-deçà du budget prévu.
Octobre 2010	La deuxième phase de 66 MW du parc éolien Kibby a été réalisée et mise en service. Cette phase, qui consistait à installer 22 turbines supplémentaires, a pris fin en avance et dans les limites du budget prévu.

Date	Description des faits nouveaux
SUNDANCE (« Sundance »)	
Février 2011	Le 8 février 2011, TransCanada a reçu un avis de la part de TransAlta Corporation (« TransAlta ») conformément au contrat d'achat d'électricité de Sundance A, d'après lequel TransAlta aurait établi que les réacteurs 1 et 2 de Sundance ne pouvaient être réparés, remplacés ou rebâti de façon économique si bien qu'elle a indiqué sa volonté de résilier le contrat d'achat d'électricité pour ces réacteurs. TransCanada n'a pas obtenu de renseignement qui confirme l'analyse de TransAlta selon laquelle il est impossible de remettre les réacteurs en service de façon économique. TransCanada a 10 jours ouvrables à compter de la date de l'avis de TransAlta pour accepter l'analyse de TransAlta selon laquelle les réacteurs 1 et 2 de Sundance ne peuvent être réparés, remplacés ou rebâti de manière économique ou pour la contester. TransCanada évaluera les renseignements fournis par TransAlta dans un délai de 10 jours. Si TransCanada conteste la décision de TransAlta, la procédure de règlement des différends prévue par le contrat d'achat d'électricité sera mise en œuvre pour trancher le litige. En décembre 2010, les réacteurs 1 et 2 de Sundance ont été arrêtés pour subir un contrôle. En janvier 2011, TransAlta a intenté un recours pour force majeure concernant ces mêmes réacteurs aux termes du contrat d'achat d'électricité. TransCanada a reçu des renseignements insuffisants pour évaluer le recours pour force majeure de TransAlta si bien qu'elle a constaté les produits d'exploitation prévus par le contrat d'achat d'électricité comme s'il s'agissait d'une panne ordinaire.
Deuxième trimestre de 2010	Le réacteur 3 de Sundance B a subi un arrêt d'exploitation imprévu dû à une panne mécanique de certains composants de la génératrice que l'exploitant de l'installation, TransAlta, a qualifié de cas de force majeure. TransCanada n'a pas obtenu de renseignements qui confirment le bien-fondé du recours pour force majeure, si bien qu'elle a constaté les produits d'exploitation prévus par le contrat d'achat d'électricité comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal. TransCanada examine les recours à sa disposition en vertu du contrat d'achat d'électricité.
CENTRALE ÉLECTRIQUE DE HALTON HILLS (« Halton Hills »)	
Septembre 2010	Halton Hills, qui a été construite aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec l'OEO en novembre 2006 a été réalisée et mise en service.
LIGNES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ZEPHYR (« Zephyr ») et CHINOOK (« Chinook »)	
Février 2009	La FERC a approuvé la demande déposée par TransCanada en décembre 2008, dans laquelle TransCanada sollicitait l'autorisation de facturer des taux négociés et de lancer un appel de soumissions au printemps 2009 pour Zephyr et Chinook, respectivement. Zephyr est un projet de transport de courant continu haute tension (« CCHT ») de 500 kilovolts sur 1 609 kilomètres (1 000 milles) qui permettra d'acheminer principalement de l'électricité d'origine éolienne du Wyoming au Nevada. Chinook est un projet de ligne de transport de CCHT de 500 kilovolts sur 1 609 kilomètres (1 000 milles) qui permettra d'acheminer principalement de l'électricité d'origine éolienne sur les marchés du Montana au Nevada. Les appels de soumissions ont commencé en octobre 2009.
Mai 2010	TransCanada a réussi son appel de soumissions concernant Zephyr. Le soutien des marchés clés et l'existence d'un contexte réglementaire favorable sont nécessaires pour pouvoir commencer les importantes activités que sont le choix d'un site et l'obtention des autorisations nécessaires à la construction de Zephyr; TransCanada prévoit prendre une décision sur la manière de procéder en 2011.
Décembre 2010	TransCanada a mis fin aux appels de soumissions concernant Chinook sans attribuer de capacité aux expéditeurs du Montana. TransCanada continue d'aller de l'avant avec le projet Chinook et des pourparlers avec les promoteurs éoliens du Montana et d'autres participants au marché sont en cours.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs à l'énergie figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « TransCanada – Stratégie », « Énergie – Points saillants », « Énergie – Analyse financière » et « Énergie – Possibilités et faits nouveaux ».

ACTIVITÉS DE TRANSCANADA

TransCanada est une des grandes sociétés d'infrastructures énergétiques nord-américaines, dont les principales activités sont axées sur les gazoducs, les oléoducs et l'énergie. À la fin de l'exercice, le secteur des gazoducs représentait environ 54 % des produits d'exploitation et 51 % des actifs totaux de TransCanada, tandis que le secteur des oléoducs n'avait pas encore inscrit de produits d'exploitation mais comptait pour 18 % des actifs totaux de TransCanada; l'énergie comptait quant à elle pour environ 46 % des produits d'exploitation et 28 % des actifs totaux de TransCanada. Le texte qui suit est une description des trois principaux secteurs d'activité de TransCanada.

Le tableau suivant présente les produits d'exploitation de TransCanada provenant des activités par secteur et par région géographique pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009.

Produits d'exploitation provenant des activités (en millions de dollars)	2010	2009
Gazoducs		
Canada – marché intérieur	2 125 \$	2 389 \$
Canada – marché de l'exportation ⁽¹⁾	837	755
États-Unis et autres	1 411	1 585
	4 373	4 729
Oléoducs	Nil	Nil
Énergie ⁽²⁾		
Canada – marché intérieur	2 243	2 690
Canada – marché de l'exportation ⁽¹⁾	1	1
États-Unis et autres	1 447	761
	3 691	3 452
Total des produits d'exploitation ⁽³⁾	8 064 \$	8 181 \$

⁽¹⁾ Les exportations comprennent les produits d'exploitation générés par les pipelines attribuables aux livraisons aux pipelines des États-Unis et les livraisons d'électricité sur le marché américain.

⁽²⁾ Les produits d'exploitation comprennent les ventes de gaz naturel.

⁽³⁾ Les produits d'exploitation sont attribués aux différents pays, selon le pays d'origine du produit ou du service.

Activités relatives aux gazoducs

TransCanada est un chef de file de la mise en valeur responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, ce qui comprend des gazoducs et des installations de stockage de gaz réglementées. Le réseau de gazoducs dont TransCanada a la propriété exclusive s'étend sur plus de 60 000 km (37 000 milles) et le réseau de gazoducs dont elle a la propriété partielle s'étend sur plus de 8 800 km (5 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement en gaz en Amérique du Nord. TransCanada possède d'importants gazoducs et avoirs connexes au Canada et aux États-Unis, notamment ceux qui figurent ci-après. À moins d'indication contraire, TransCanada a la propriété exclusive des gazoducs suivants.

TransCanada possède les gazoducs et les avoirs connexes suivants au Canada :

- Le réseau principal au Canada de TransCanada, qui s'étend sur 14 101 km (8 762 milles), soit de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan à la frontière entre le Québec et le Vermont, et qui est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.
- Le réseau de l'Alberta de TransCanada, qui sert à la collecte de gaz naturel consommé en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique (la « C.-B. ») est acheminé jusqu'à divers points frontaliers, où il est raccordé au réseau principal au Canada, au réseau Foothills et à des gazoducs de tiers. Le réseau de l'Alberta, d'une longueur de 24 187 km (15 029 milles), compte parmi les plus importants pour le transport de gaz naturel en Amérique du Nord. Au cours des trois derniers exercices, TransCanada a apporté les améliorations suivantes au réseau de l'Alberta :
 - Le corridor du centre-nord, qui prolonge le secteur nord du réseau de l'Alberta, a été achevé en mars 2010.
 - TransCanada continue à faire progresser l'aménagement de gazoducs en C.-B. et en Alberta afin d'assurer le transport du gaz provenant des zones schisteuses non classiques comme il est décrit ci-après :
 - Groundbirch a été achevée en décembre 2010 et relie le réseau de l'Alberta aux approvisionnements gaziers à partir de la formation schisteuse de Montney au nord-est de la C.-B. TransCanada a conclu des conventions de transport garanties avec les clients du gazoduc Groundbirch pour un volume qui devrait atteindre 1,24 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») d'ici 2014.
 - TransCanada a fait une demande de construction du projet de pipeline de Horn River, qui constitue la prolongation du réseau de l'Alberta visant à acheminer la production provenant des zones schisteuses du bassin de Horn River au nord de Fort Nelson, en C.-B. L'ONÉ a autorisé TransCanada à construire le pipeline de Horn River en janvier 2011. Le pipeline de Horn River

devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2012 et les volumes contractuels de gaz naturel devraient atteindre plus de 634 MGpi³/j d'ici 2014.

- La Société a reçu des demandes de service de transport de gaz naturel supplémentaires sur le tronçon nord-ouest du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, y compris les régions de Horn River et de Montney, en C.-B. Ces nouvelles demandes devraient donner lieu à d'autres prolongements du réseau de l'Alberta.
- Le réseau Foothills de TransCanada, réseau de transport de gaz naturel de 1 241 km (771 milles) dans l'Ouest canadien, achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière des États-Unis en vue de desservir les marchés du Midwest américain, des États du nord-ouest du Pacifique, de la Californie et du Nevada.
- TransCanada Pipeline Ventures LP, est propriétaire d'un gazoduc de 161 km (100 milles), d'installations connexes qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta et d'un gazoduc de 27 km (17 milles) qui approvisionne un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.
- TQM (« TQM ») appartient à TransCanada à hauteur de 50 %. TQM est un réseau de pipelines de 572 km (355 milles) raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière Québec/Ontario qui achemine du gaz naturel aux marchés du Québec et qui est raccordé au réseau Portland. TQM est exploitée par TransCanada.
- Le projet de gazoduc de la vallée du MacKenzie est un projet de gazoduc de 1 196 km (743 milles) qui raccordera les champs gaziers terrestres des régions nordiques au marché nord-américain. TransCanada a le droit d'acquérir une participation dans le projet.

TransCanada possède les gazoducs et les avoirs connexes suivants aux États-Unis :

- Le projet de pipeline de l'Alaska, composé d'un gazoduc et d'une usine de traitement d'une capacité de 4,5 Gpi³/j. Le gazoduc prolongera de 2 737 km (1 700 milles) l'usine de traitement du gaz naturel de Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta ou jusqu'à un gazoduc de remplacement à Valdez, en Alaska. La FERC a approuvé l'appel de soumissions de TransCanada en mars 2010. L'appel de soumissions a commencé fin avril 2010 et s'est poursuivi jusqu'en juillet 2010. TransCanada continue de négocier avec des expéditeurs éventuels qui se sont manifestés au premier appel de soumissions. Le projet de pipeline de l'Alaska est une coentreprise de TransCanada et d'ExxonMobil créée en vertu de l'AGIA.
- Le réseau ANR de TransCanada (le « réseau ANR ») est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 17 000 km (10 563 milles) et qui achemine du gaz naturel à partir de champs de production situés dans les régions enclavées du Texas et de l'Oklahoma et à partir des régions terrestres et maritimes du golfe du Mexique et du centre des États-Unis vers les marchés situés principalement dans le Wisconsin, le Michigan, l'Illinois, l'Indiana et l'Ohio. Le réseau ANR est en outre relié à d'autres gazoducs, ce qui permet l'accès à diverses sources d'approvisionnement en Amérique du Nord, notamment les régions de l'Ouest canadien, du centre du continent et des Rocheuses, ainsi qu'à un éventail de marchés du Midwest américain et du nord-est des États-Unis.
- Les installations de stockage souterraines de gaz dont l'American Natural Resources Company et l'ANR Storage Company (collectivement, l'« ANR ») sont les propriétaires-exploitants offrent des services de stockage de gaz réglementés à des clients du réseau ANR et du réseau Great Lakes dans la partie nord du Michigan. L'entreprise ANR est le propriétaire-exploitant d'installations de stockage de gaz naturel dans l'État du Michigan d'une capacité de stockage de gaz naturel totale d'environ 250 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).
- Le réseau GTN (le « réseau GTN »), est un réseau de transport de gaz naturel de 2 178 km (1 353 milles) de TransCanada qui transporte le gaz naturel provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et des montagnes Rocheuses vers des gazoducs de tiers et des marchés à Washington, en Oregon et en Californie, et est relié au pipeline de Tuscarora Gas Transmission Company (« Tuscarora »).
- Le gazoduc Bison est un gazoduc de 487 km (303 milles) qui doit relier le bassin de la rivière Powder, au Wyoming, au réseau Northern Border (le « réseau NBPL ») du comté de Morton, dans le Dakota du Nord. La Société a commencé la construction du gazoduc Bison en juillet 2010 qui est entré en service en janvier 2011. Le gazoduc Bison peut compter sur des engagements en matière de transport à long terme d'un volume de 407 Mpi³/j.
- Le réseau Great Lakes est un réseau de transport de gaz naturel de 3 404 km (2 115 milles) qui relie le réseau principal au Canada et dessert des marchés principalement situés dans l'est du Canada et dans le nord-est et le Midwest américain. TransCanada exploite le réseau Great Lakes et est propriétaire effective de 71,3 % de ce réseau grâce à sa participation de 53,6 % et d'une participation indirecte dont elle dispose par le truchement de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.

- Le réseau NBPL appartient à TC PipeLines, LP à hauteur de 50 %. Ce réseau de transport de gaz naturel s'étend sur 2 250 km (1 398 milles) et dessert le Midwest américain. TransCanada exploite NBPL et détient une participation effective de 19,1 % dans ce réseau par le truchement de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.
- Tuscarora a la propriété exclusive de TC PipeLines, LP. TransCanada exploite le réseau de Tuscarora (le « réseau de Tuscarora ») qui s'étend sur 491 km (305 milles) et achemine du gaz naturel du réseau GTN à Malin, en Oregon et à Wadsworth, au Nevada, avec des points de livraison dans le nord-est de la Californie et dans le nord-ouest du Nevada. TransCanada a une participation effective de 38,2 % dans ce réseau par le truchement de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.
- TC PipeLines, LP a la propriété exclusive de North Baja. TransCanada exploite le réseau North Baja qui est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 138 km (86 milles) à partir d'Ehrenberg en Arizona jusqu'aux environs d'Ogilby, en Californie, à la frontière entre la Californie et le Mexique, où il se raccorde à un réseau de gazoducs appartenant à des tiers, au Mexique. TransCanada a une participation effective de 38,2 % dans ce réseau par le truchement de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.
- Le réseau Iroquois (le « réseau Iroquois ») est un réseau de transport de gaz qui est raccordé au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et livre du gaz naturel à une clientèle située au nord-est des États-Unis. TransCanada a une participation de 44,5 % dans ce réseau de pipelines de 666 km (414 milles).
- Le réseau Portland (le « réseau Portland ») est un pipeline de 474 km (295 milles) raccordé à TQM près de East Hereford, au Québec et qui livre du gaz naturel à une clientèle située au nord-est des États-Unis. TransCanada possède une participation de 61,7 % dans le réseau Portland et exploite ce pipeline.
- TransCanada possède une participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte, pour laquelle une filiale de TransCanada agit à titre de commandité. Le public détient une grande partie de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP. TC PipeLines, LP possède une participation de 50 % dans le réseau NBPL, une participation de 46,4 % dans le réseau Great Lakes, une participation de 100 % dans le réseau de Tuscarora et une participation de 100 % dans le réseau North Baja.

TransCanada possède les gazoducs et les avoirs connexes suivants, au Mexique et en Amérique du Sud :

- TransGas, un réseau de gazoducs de 344 km (214 milles) qui va de Mariquita, dans la région centrale de la Colombie, à Cali, dans le sud-ouest du pays. TransCanada a une participation de 46,5 % dans ce réseau.
- Gas Pacifico, dont TransCanada est propriétaire à hauteur de 30 %, est un gazoduc de 540 km (336 milles) qui part de Loma de la Lata, en Argentine et aboutit à Concepción, au Chili. TransCanada possède également une participation de 30 % dans INNERGY, société de commercialisation de gaz naturel située à Concepción qui commercialise le gaz naturel transporté par Gas Pacifico.
- Tamazunchale, un gazoduc qui s'étend sur 130 km (81 milles) dans le centre-est du Mexique et part des installations de Pemex Gas, près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir dans une centrale électrique située près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.
- Le pipeline proposé de Guadalajara est en construction et, une fois achevé, il suivra un tracé d'environ 305 km (190 milles), servira à transporter du gaz naturel d'un terminal de GNL en construction près de Manzanillo, sur la côte Pacifique du Mexique, jusqu'à Guadalajara, la deuxième plus grande ville du Mexique. Le pipeline de Guadalajara se fonde sur un contrat de 25 ans conclu avec la Comisión Federal de Electricidad, la compagnie d'électricité du gouvernement mexicain, et qui cible la capacité totale du pipeline. Le pipeline de Guadalajara devrait entrer en service vers la mi-2011 et 70 % de sa construction était terminée à la fin de l'exercice.

De plus amples renseignements sur les pipelines de la Société, les faits nouveaux et possibilités et les faits nouveaux importants en matière de réglementation des gazoducs figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Gazoducs – Possibilités et faits nouveaux » et « Gazoducs – Analyse financière ».

Activités relatives aux oléoducs

L'augmentation de la production provenant des sables bitumineux de l'Alberta et la découverte de nouvelles sources de pétrole brut aux États-Unis, notamment la formation schisteuse de Bakken au Montana et au Dakota du Nord, conjuguées à la demande croissante de sources d'énergie sûres et garanties, ont offert à TransCanada des occasions de mettre en valeur de nouveaux oléoducs. L'oléoduc de pétrole brut Keystone de la Société et d'autres occasions dans le secteur des oléoducs de TransCanada sont décrits ci-après.

Keystone (« Keystone ») est un oléoduc de pétrole brut initialement conçu pour transporter 1,1 million de barils par jour et qui se compose des phases de prolongement terminées de Wood River/Patoka et de Cushing qui s'étendent sur 3 467 km (2 154 milles) et du projet de prolongement de 2 673 km (1 661 milles) vers la côte américaine du Golfe du Mexique. La phase Wood River/Patoka permet le transport de pétrole brut de Hardisty, en Alberta, vers les marchés du Midwest américain à Wood River et Patoka, en Illinois, et a été conçue pour une capacité nominale initiale de 435 000 b/j. La phase Wood River/Patoka a été mise en service en juin 2010. Le prolongement vers Cushing prolongera l'oléoduc jusqu'à Cushing, en Oklahoma et, s'il se concrétise, portera la capacité nominale à 591 000 b/j. Le prolongement vers Cushing est entré en service en février 2011. Le projet de prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique, qui prolongera Keystone de Hardisty jusqu'à un point de livraison situé à proximité de terminaux à Port Arthur, au Texas, permettra d'augmenter la capacité des oléoducs en 2013, en attendant l'approbation des organismes de réglementation américains.

La Société étudie la possibilité de transporter la production croissante de pétrole brut provenant de la formation schisteuse de Bakken, à partir du bassin Williston, situé au Montana et dans le Dakota du Nord, jusqu'aux grands marchés de raffinage américains. À la suite d'un appel de soumissions réalisé au cours du deuxième semestre de 2010, la Société a obtenu des contrats d'expédition garantis d'une durée de cinq ans totalisant 65 000 b/j relativement à son projet Marketlink de Bakken, par le truchement duquel du pétrole brut américain sera transporté de Baker, au Montana, à Cushing, en Oklahoma, dans des installations qui font partie du prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique. À la suite d'un appel de soumissions réalisé au deuxième trimestre de 2010, la Société a obtenu un soutien contractuel suffisant pour commencer le projet Marketlink de Cushing, qui, lorsqu'il prendra fin, permettra de transporter jusqu'à concurrence de 150 000 b/j de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, vers la côte américaine du golfe du Mexique dans des installations qui font partie du prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique. Forte de ces engagements, TransCanada déposera les approbations réglementaires nécessaires aux États-Unis pour construire et exploiter les oléoducs Bakken et Marketlink de Cushing. L'entrée en service commerciale devrait avoir lieu en 2013.

De plus amples renseignements sur les pipelines de la Société, les faits nouveaux et possibilités ainsi que les faits nouveaux importants en matière de réglementation des oléoducs figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Oléoducs », « Oléoducs – Possibilités et faits nouveaux » et « Oléoducs – Analyse financière ».

Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux oléoducs

Canada

Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada), le réseau principal au Canada, le réseau TQM, le réseau Foothills et le réseau de l'Alberta (collectivement appelés dans cette rubrique, les « réseaux ») sont réglementés par l'ONÉ (le réseau de l'Alberta étant devenu de compétence fédérale le 29 avril 2009 après que l'ONÉ a approuvé une demande présentée par TransCanada). L'ONÉ détermine les droits qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts de transport de gaz naturel projetés, notamment le rendement sur la base tarifaire moyenne de chacun des réseaux. En outre, les nouvelles installations sont approuvées par l'ONÉ avant leur mise en chantier et l'ONÉ réglemente l'exploitation de chaque réseau. Le résultat net de chaque réseau varie en fonction des changements apportés à la base tarifaire, du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires et de la possibilité de produire des revenus incitatifs.

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, ainsi que l'exploitation matérielle du tronçon canadien de Keystone. L'ONÉ doit par ailleurs approuver l'ajout d'installations, comme c'est le cas pour le tronçon canadien du projet de prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique, qui a été approuvé par l'ONÉ en mars 2010.

États-Unis

Les réseaux de pipelines dont TransCanada est entièrement ou partiellement propriétaire aux États-Unis, notamment les réseaux ANR, GTN, Great Lakes, Iroquois, Portland, NBPL, North Baja et Tuscarora, sont considérés comme des « sociétés de gaz naturel », sont régis par la *Natural Gas Act of 1938* et la *Natural Gas Policy Act of 1978* et sont assujettis au pouvoir de la FERC. En vertu de la *Natural Gas Act of 1938*, la FERC régit la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes. La FERC a également le pouvoir de fixer les tarifs de transport du gaz naturel et d'en réglementer le commerce entre les États.

La FERC réglemente aussi les conditions de desserte du tronçon américain du réseau Keystone, y compris les tarifs de transport. Certains États dans lesquels Keystone a un droit de passage réglementent également la construction et le choix de sites de Keystone.

Activités relatives à l'énergie

Le secteur de l'énergie de TransCanada comprend l'acquisition, l'aménagement, la construction, la propriété et l'exploitation de centrales électriques, l'achat et la commercialisation de l'électricité, la prestation de services de comptes d'électricité pour les clients des secteurs énergétique et industriel ainsi que l'aménagement, la construction, la propriété et l'exploitation d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées en Alberta.

Les centrales électriques et les sources de production d'électricité dans lesquelles TransCanada a une participation, y compris celles en voie d'aménagement, représentent une capacité de production d'électricité de plus de 10 800 MW. Les centrales et la production d'électricité au Canada représentent environ 65 % de ce total, et les centrales situées aux États-Unis, la différence, soit quelque 35 %.

TransCanada est propriétaire-exploitante des installations suivantes :

- La centrale électrique Ravenswood, située dans le Queen's, à New York, est une centrale de 2 480 MW constituée d'unités multiples qui utilisent des turbines à vapeur, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion. Ravenswood peut répondre à environ 20 % de la demande de pointe de la ville de New York.
- Halton Hills, une centrale alimentée au gaz naturel de 683 MW, située à Halton Hills, en Ontario, qui a été mise en service en septembre 2010. Toute l'électricité produite par la centrale est vendue à l'OEO aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans.
- Parc éolien Kibby, un parc éolien de 132 MW situé dans les cantons de Kibby et Skinner, dans le Maine. Dotées d'une capacité de 66 MW chacune, la première et la deuxième phase du parc éolien Kibby ont été mises en service en octobre 2009 et en octobre 2010, respectivement.
- TC Hydro, les installations hydroélectriques de TransCanada aménagées sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield, au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts, qui regroupent 13 centrales, avec barrages et réservoirs connexes, et dont la capacité de production totale est de 583 MW.
- Ocean State Power (« Ocean State Power »), une installation à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 560 MW, située à Burrillville, dans le Rhode Island.
- Bécancour, une centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel, située près de Trois-Rivières, au Québec. Bécancour vend toute sa production d'électricité à Hydro-Québec, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans échéant en 2026. Elle vend également de la vapeur à des clients industriels qui l'utilisent dans leurs procédés commerciaux. Depuis 2008, la centrale de Bécancour a temporairement suspendu sa production d'électricité aux termes d'une convention conclue avec Hydro-Québec. Aux termes de la convention, TransCanada reçoit des paiements similaires à ceux qu'elle aurait reçus dans le cours normal des activités.
- Les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel situées à Carseland (80 MW), Redwater (40 MW), Bear Creek (80 MW) et MacKay River (165 MW) en Alberta.
- Grandview, une centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel, située sur le site de la raffinerie d'Irving Oil Limited à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Irving Oil Limited est partie à un contrat d'achat ferme de 20 ans expirant en 2025 aux termes duquel elle approvisionne la centrale en combustible et achète la totalité de la puissance thermique et de l'électricité produite par cette centrale.
- Cancarb, une installation de 27 MW située à Medicine Hat, en Alberta, alimentée à l'énergie résiduelle provenant de l'installation attenante de noir de carbone thermique, qui appartient à TransCanada.
- Edson, une installation de stockage souterraine de gaz naturel raccordée au réseau de l'Alberta et située près d'Edson, en Alberta. Le système de traitement central de l'installation a une capacité maximale d'injection et de prélèvement de gaz naturel de 725 Mpi³/j. Edson a une capacité utile de stockage de gaz naturel de quelque 50 Gpi³.

TransCanada a conclu les contrats d'achat d'électricité à long terme suivants :

- Elle possède des droits sur la totalité de la capacité de production de 560 MW de la centrale alimentée au charbon Sundance A, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité échéant en 2017. TransCanada possède également des droits sur 50 % de la capacité de production de 706 MW de l'installation Sundance B aux termes d'un contrat d'achat d'électricité échéant en 2020. Les installations de Sundance A et de Sundance B sont situées dans le centre-sud de l'Alberta.

- L'installation de Sheerness (« Sheerness »), située dans le sud-est de l'Alberta, compte deux unités de production d'énergie thermique alimentées au charbon. TransCanada a des droits sur une capacité de production de 756 MW aux termes du contrat d'achat d'électricité de Sheerness échéant en 2020.

TransCanada a des participations dans les installations suivantes :

- Deux centrales nucléaires, soit Bruce A, qui lui appartient à hauteur de 48,8 % et compte quatre réacteurs de 750 MW, dont deux sont actuellement en service et deux sont en voie d'être remis à neuf, et Bruce B, qui lui appartient à hauteur de 31,6 % et compte quatre réacteurs en service d'une capacité combinée d'environ 3 200 MW. Bruce Power est constituée de deux coentreprises possédant des installations de production et des bureaux sur un terrain de 2 300 acres dans le nord-ouest de Toronto, en Ontario, sur lequel se trouvent les centrales Bruce A et Bruce B. L'exploitation commerciale des deux réacteurs de Bruce A qui sont en voie d'être remis à neuf devrait recommencer au premier et au troisième trimestres de 2012.
- Une participation de 60 % dans CrossAlta, une installation de stockage souterrain de gaz naturel d'une capacité de 68 Gpi³ raccordée au réseau de l'Alberta, près de Crossfield, en Alberta. Le système de traitement central de l'installation a une capacité maximale d'injection et de prélèvement de gaz naturel de 550 Mpi³/j.
- Une participation de 62 % dans les parcs éoliens de Carleton (109 MW), d'Anse-à-Valleau (101 MW) et de Baie-des-Sables (110 MW) et dans les trois premières phases du projet de parc éolien Cartier, dont l'exploitation commerciale a débuté en novembre 2008, en novembre 2007 et en novembre 2006, respectivement.
- Portlands Energy, une centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné d'une puissance de 550 MW située à Toronto, en Ontario, dans laquelle TransCanada a une participation de 50 %. Cette centrale, qui a été mise en service en avril 2009, fournit de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'ONÉ.

TransCanada est propriétaire des installations en voie de construction ou d'aménagement suivantes :

- Le projet de parc éolien Cartier, composé de cinq projets éoliens dans la région de Gaspé, au Québec, donnés à contrat par Hydro-Québec permettra, une fois terminé, de produire 590 MW. Trois des parcs éoliens sont en service et deux sont actuellement en construction. Le projet Montagne-Sèche et la première phase du projet Gros-Morne (101 MW) devraient entrer en service en 2011, tandis que la deuxième phase du projet Gros-Morne (111 MW) devrait entrer en service en 2012, sous réserve de l'obtention des approbations nécessaires. Soixante-deux pour cent (62 %) du parc éolien Cartier appartient à TransCanada. Toute l'électricité produite par le parc éolien Cartier est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans.
- La centrale Coolidge est une centrale de pointe alimentée au gaz naturel à cycle simple en cours de construction à Coolidge, en Arizona. Dans des conditions d'exploitation optimales, TransCanada prévoit que cette centrale pourra produire environ 575 MW pour répondre rapidement aux demandes de pointe. Environ 95 % de sa construction, commencée en août 2009, était terminée à la fin de l'exercice. La centrale de production devrait entrer en service au second trimestre de 2011, conformément au contrat d'achat d'électricité de 20 ans conclu avec le South River Project Agricultural Improvement and Power District.

De plus amples renseignements sur les avoirs de TransCanada dans le secteur de l'énergie et les faits nouveaux et possibilités importants se rapportant à ce secteur figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Énergie », « Énergie – Points saillants », « Énergie – Analyse financière » et « Énergie – Possibilités et faits nouveaux ».

GÉNÉRALITÉS

Employés

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TransCanada, TCPL, comptait environ 4 230 employés actifs à temps plein, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Calgary	1 862
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	460
Houston	453
Midwest américain	453
Nord-est des États-Unis	409
Est du Canada	264
Sud-est des États-Unis/côte du Golfe	233
Côte ouest des États-Unis	86
Mexique et Amérique du Sud	10
Total	4 230

Politiques sociales et environnementales

Les questions de santé, de sécurité et d'environnement (« SS et E ») sont de première importance pour l'exploitation de TransCanada dans son ensemble. Ces questions sont régies par l'énoncé d'engagement en matière de SS et E de la Société qui établit des lignes directrices visant le maintien d'un environnement sain et sécuritaire pour les employés de TransCanada, les entrepreneurs dont elle retient les services et le grand public, ainsi que l'engagement de TransCanada à l'égard de la protection de l'environnement. Tous les employés sont responsables des résultats de TransCanada en matière de SS et E. TransCanada s'est engagée à être un chef de file dans l'industrie en exerçant ses activités en conformité avec ses obligations légales, voire à les dépasser, et à réduire au minimum les risques pour les personnes et pour l'environnement. Elle s'est également engagée à suivre l'évolution de ses résultats en SS et E et à les améliorer, ainsi qu'à faire la promotion de la sécurité au travail et ailleurs, selon le principe que les accidents du travail et les maladies professionnelles peuvent être évités. TransCanada s'efforce de faire affaires avec des sociétés et des entrepreneurs qui partagent son point de vue au sujet des résultats en SS et E et de les inciter à améliorer leurs résultats collectifs. Elle s'engage à respecter les divers milieux et cultures avec lesquels elle est en contact dans le cadre de ses activités, et elle favorise une communication ouverte avec ses parties prenantes.

Le comité SS et E du conseil d'administration de TransCanada (le « conseil ») surveille le respect de la politique SS et E de la Société au moyen de rapports réguliers. Le système de gestion de SS et E de TransCanada se fonde sur la norme ISO 14001 pour les systèmes de gestion de l'environnement de l'Organisation internationale de normalisation (« ISO ») et il cible les ressources pour les secteurs qui présentent des risques importants en SS et E dans le cadre des activités commerciales de l'organisation. La direction obtient régulièrement de l'information au sujet de toutes les questions d'exploitation et de tous les projets importants en matière de SS et E par le truchement de procédés formels de communication de l'information. Le système de gestion de SS et E de TransCanada et les résultats qu'il affiche sont évalués par une société indépendante tous les trois ans. La plus récente évaluation a eu lieu en décembre 2009 et n'a pas permis de déceler de problèmes d'importants. Le système de gestion SS et E est assujéti à un examen interne continu pour en assurer l'efficacité ininterrompue à mesure que les circonstances évoluent.

La sécurité, qui est l'une des priorités de TransCanada, fait partie de la culture d'entreprise pour les employés. En 2010, l'un des objectifs de TransCanada a consisté à encourager l'obtention de résultats en matière de santé et sécurité. Dans l'ensemble, les taux de fréquence de la Société relativement aux questions de sécurité en 2010 ont continué d'être meilleurs que la plupart des taux de référence de l'industrie.

La sécurité et l'intégrité de l'infrastructure existante et nouvellement aménagée de la Société demeurent elles aussi hautement prioritaires. Tous les nouveaux actifs sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu que lorsque toutes les exigences imposées sont remplies. La Société prévoit engager environ 250 millions de dollars en 2011 relativement à l'intégrité des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive, ce qui constitue une augmentation d'environ 95 millions de dollars par rapport au montant dépensé en 2010 et reflète principalement la hausse du niveau des inspections de l'intérieur des canalisations de tous les réseaux et les améliorations apportées aux pipelines dans les zones qui empiètent sur les zones peuplées. Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres que les dépenses en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont comptabilisées selon la méthode d'imputation à l'exercice et, par conséquent, elles n'influent pas sur les résultats de TransCanada. Selon les contrats de Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent pas sur les résultats de TransCanada. À l'égard du réseau GTN, le recouvrement des dépenses peut aussi se faire par le recours à un mécanisme intégré aux tarifs si le seuil des dépenses est atteint. Le dossier de sécurité des pipelines de TransCanada en 2010 a continué d'être plus reluisant que les dossiers de référence de l'industrie. TransCanada n'a pas connu de ruptures de pipelines en 2010. Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs

énergétiques sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques de la Société et le matériel connexe. Elles sont comparables à celles des exercices précédents.

Relations avec les autochtones et les parties prenantes

TransCanada a reconnu avoir amélioré son niveau d'engagement avec un grand nombre de parties prenantes dans le cadre de ses activités commerciales pouvant avoir d'importantes répercussions sur sa capacité d'obtenir l'approbation de nouveaux actifs et de maintenir ses licences d'exploitation. TransCanada a adopté un code de déontologie qui s'applique aux employés de la Société et se fonde sur les quatre valeurs fondamentales de la Société, à savoir l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et l'innovation, lesquelles guident les interactions entre les employés de la Société et servent de normes aux relations d'affaires que TransCanada entretient avec ses parties prenantes. Le code, qui est affiché sur le site Web de TransCanada au www.transcanada.com, énonce les principes fondamentaux que sont le respect des lois, le traitement équitable et les engagements en SS et E.

L'approche de TransCanada envers les parties prenantes se fonde sur la nécessité de nouer des relations, le respect mutuel et la confiance tout en reconnaissant les valeurs, les besoins et les intérêts propres à chaque communauté. Les principes clés qui guident l'engagement de TransCanada sont les suivants : le respect par la Société de la diversité des communautés autochtones/Premières nations et la reconnaissance de l'importance que ces communautés accordent à la terre; la conviction de la Société que les parties prenantes doivent prendre part à ses projets dès leur début et tout au long de leur mise en valeur jusqu'à leur exploitation.

Protection de l'environnement

Les installations de TransCanada sont assujetties à un ensemble lois fédérales, provinciales, étatiques et locales strictes sur l'environnement qui régissent la protection de l'environnement, notamment des obligations de conformité et l'obligation de prendre des mesures correctives. Ces lois exigent généralement l'obtention de bon nombre de licences, de permis et d'autres approbations relativement aux installations, lesquelles doivent respecter de nombreuses restrictions en matière d'environnement. Le non-respect de ces lois peut entraîner l'imposition de pénalités et amendes administratives, civiles ou criminelles, de mesures correctives ou le prononcé d'ordonnances concernant les activités futures. TransCanada applique des programmes d'inspection continue conçus pour veiller à ce que toutes ses installations respectent les obligations environnementales.

Au 31 décembre 2010, TransCanada avait inscrit un passif d'environ 84 millions de dollars (91 millions de dollars en 2009) relativement à des obligations de remise en état des lieux et à des dépenses de conformité découlant des lois sur l'environnement. La Société croit avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et avoir accumulé des réserves suffisantes pour répondre à ses obligations en matière d'environnement. Toutefois, il est possible que des imprévus surviennent et l'obligent à mettre des sommes supplémentaires en réserve.

Il n'y a pas, à la connaissance de TransCanada d'ordonnances, de réclamations ou de poursuites en suspens contre elle relativement à des rejets dans l'environnement ou à la protection de l'environnement.

En 2010, la Société était propriétaire d'actifs dans quatre régions, soit l'Alberta, le Québec, la C.-B. et le nord-est des États-Unis qui réglementent toutes les émissions de gaz à effet de serre (« GES »). TransCanada a établi des formalités afin de se conformer à ces règlements. En Alberta, conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation*, les installations industrielles sont tenues de réduire l'intensité de leurs émissions de GES supérieures au seuil d'intensité prescrit de 12 % en dessous d'un seuil moyen de départ. Les installations de TransCanada qui sont situées en Alberta sont assujetties à ce règlement, tout comme les centrales alimentées au charbon de Sundance et Sheerness avec lesquelles TransCanada a conclu des contrats d'achat d'électricité. Comme solution de rechange à la réduction de l'intensité de leurs émissions, les installations peuvent acquérir des crédits compensatoires ou cotiser à un fonds technologique au coût de 15 \$ la tonne d'équivalents de dioxyde de carbone (« CO₂ ») produits au-delà des réductions imposées. Un programme a été mis en place en vue de gérer les coûts de conformité engagés par ces actifs en raison de la réglementation. Les coûts de conformité pour le réseau de l'Alberta sont recouverts grâce aux droits payés par les clients. Certaines dépenses de conformité relatives aux centrales électriques de la Société en Alberta sont recouvrées au moyen de dispositions relatives à la fixation des prix en fonction du marché et de dispositions de transfert figurant dans les contrats. TransCanada a inscrit des dépenses estimatives connexes de 22 millions de dollars pour 2010, compte tenu du recouvrement des dépenses prises en charge contractuellement.

Au Québec, les distributeurs de gaz naturel recouvrent les redevances sur les hydrocarbures pour le compte du gouvernement provincial au moyen d'une cotisation au fonds vert établi en fonction du gaz consommé. En 2010, les coûts de la redevance sur l'hydrocarbure pour l'usine de Bécancour étaient inférieurs à un million de dollars en raison d'une convention conclue par

TransCanada et Hydro-Québec visant à suspendre temporairement la production d'électricité de cette centrale électrique. Les coûts devraient augmenter considérablement lorsque l'usine sera remise en service.

La taxe sur les émissions carboniques de la C.-B., qui est entrée en vigueur au milieu de 2008, s'applique aux émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles fossiles. Les coûts de conformité applicables à la combustion de combustibles aux stations de compression et de comptage de la Société en C.-B. sont recouverts par le truchement des droits payés par les clients. Les coûts liés à la taxe sur les émissions carboniques pour 2010 ont été estimés à 4 millions de dollars. Comme cette loi l'indique, les coûts par tonne de CO₂ passeront de 20,00 \$ à 25,00 \$ en juillet 2011.

Les États du nord-est des États-Unis qui sont membres de la *Regional Greenhouse Gas Initiative* (« RGGI ») ont mis en place un programme de plafonnement et d'échange du CO₂ pour les producteurs d'électricité qui est entré en vigueur en janvier 2009. Aux termes de la RGGI, les installations de production de Ravenswood et d'Ocean State Power devront remettre des quotas d'émission après la fin de la première période de conformité le 31 décembre 2011. TransCanada a participé aux ventes aux enchères trimestrielles de quotas relatives aux installations de production de Ravenswood et d'Ocean State Power et a engagé des frais connexes d'environ 5 millions de dollars en 2010. Ces frais ont généralement été recouverts grâce au marché de l'énergie, et l'effet net sur TransCanada n'a pas été important.

FACTEURS DE RISQUE

Facteurs de risque en matière d'environnement

Risques environnementaux

Les risques liés à l'environnement attribuables aux installations en exploitation de TransCanada comprennent généralement : les émissions dans l'atmosphère, notamment d'oxydes d'azote, la matière particulaire et les GES, les répercussions éventuelles sur les terrains, y compris la remise en état des terrains à la suite d'activités de construction; l'utilisation, l'entreposage et l'émission de produits chimiques ou d'hydrocarbures; la production, la manipulation et le rejet de déchets et de déchets dangereux; et les répercussions sur l'eau, telles que l'évacuation non contrôlée des eaux. Des contrôles environnementaux, y compris des composantes de conception physique, des programmes, des procédures et des processus, sont en place pour gérer efficacement ces risques.

Comme il est mentionné précédemment, les activités de TransCanada sont régies par des lois et règlements en matière d'environnement qui établissent des obligations de conformité et de restauration des lieux. Les obligations en matière de conformité peuvent entraîner des coûts considérables liés à l'installation et à l'entretien des systèmes de contrôle de la pollution, des amendes et des pénalités résultant de la non-conformité ainsi que des restrictions potentielles sur les activités. Les obligations de restauration des lieux peuvent entraîner des coûts considérables liés à l'enquête et à la remise en état des biens contaminés, ainsi que des réclamations en dommages-intérêts découlant de la contamination de biens. TransCanada est incapable d'évaluer le montant et le moment de toutes les dépenses futures en matière d'environnement en raison :

- des incertitudes liées à l'estimation des coûts relatifs aux contrôles de la pollution et de nettoyage, y compris sur les sites qui en sont uniquement au stade de l'enquête ou des conventions préliminaires;
- de la découverte éventuelle de nouveaux sites ou de renseignements supplémentaires sur des sites existants;
- des incertitudes liées à l'estimation de la responsabilité de la Société en vertu des lois en matière d'environnement qui imposent la responsabilité solidaire à toutes les parties potentiellement responsables;
- de la nature évolutive de la législation en matière d'environnement, notamment son interprétation et son application;
- des litiges potentiels sur des actifs existants ou abandonnés.

Fuites et déversements de pétrole

En 2010, la phase WoodRiver/Patoka de Keystone est entrée en service. Les oléoducs en acier constituent un moyen sécuritaire, efficace et économique de transporter le pétrole brut. Le matériel de Keystone et la marche à suivre établie par celle-ci sont tels qu'elle serait en mesure de contenir rapidement et de façon sécuritaire les fuites de pétrole.

Les pipelines de TransCanada sont conçus, fabriqués et exploités selon les normes du secteur les plus élevées et respectent ou surpassent toutes les exigences réglementaires. Keystone est continuellement surveillée et est entièrement automatisée de sorte qu'elle peut démarrer à distance ses pompes et valves de sécurité. Divers moyens permettent de détecter et de prévenir les fuites.

Dans le cas peu probable d'une fuite ou d'un déversement, les valves pourront être fermées afin d'isoler la fuite et de limiter le volume du déversement.

La Société a établi des plans d'intervention en cas d'urgence dans l'éventualité improbable d'une fuite ou d'un déversement le long de l'oléoduc en service de TransCanada. Les plans prévoient le personnel et l'équipement nécessaires pour répondre aux différents volumes de déversement de même que des mesures de nettoyage et de remise en état de manière à minimiser les répercussions sur l'environnement. Les plans décrivent avec précision les caractéristiques environnementales des milieux situés à proximité des pipelines et les mesures de confinement et de restauration sont fondées sur des pratiques claires et éprouvées. En outre, TransCanada a mis sur pied un programme permanent qui fournit aux intervenants d'urgence l'information et la formation nécessaires afin d'intervenir efficacement en cas d'urgence.

Modifications apportées aux lois et aux règlements

Les effets des lois, des règlements et des lignes directrices provinciaux, étatiques ou fédéraux, nouveaux ou proposés, portant sur la sécurité et l'environnement, ainsi que leur application au Canada et aux États-Unis sur les activités de TransCanada n'ont pas encore été établis. Les hypothèses de TransCanada concernant les dépenses éventuelles liées à la sécurité et à l'environnement sont fondées sur les lois et règlements en vigueur et sur leur interprétation. Si les lois ou règlements, ou leur interprétation, subissent des modifications, les hypothèses de la Société pourraient aussi changer. Les coûts supplémentaires pourraient être ou non recouverts aux termes de sa tarification ou d'ententes commerciales. TransCanada suit de près les changements proposés aux politiques, aux lois et aux règlements sur l'environnement, et si les risques semblent grands ou incertains, la Société travaille de façon indépendante ou en collaboration avec d'autres membres de l'industrie pour évaluer les changements proposés.

En avril 2010, l'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») a publié le document intitulé *Advanced Notice of Proposed Rulemaking* dans le but de recueillir des commentaires sur sa réévaluation des règlements actuels adoptés en vertu de la *Toxic Substance Control Act* qui régit l'utilisation des diphényles polychlorés (les « BPC ») dans certains équipements. Les modifications proposées pourraient exiger que l'EPA soit avisée de la présence de BPC dans les réseaux de pipelines, que les BPC dans les réseaux de pipelines et dans les compresseurs d'air soient éliminés progressivement et complètement et enfin, que l'équipement de stockage de BPC à des fins de réutilisation soit éliminé sur le champ. Si les modifications sont adoptées, ces changements sont susceptibles d'avoir des répercussions financières sur les actifs américains de la Société.

La réglementation des émissions de polluants atmosphériques aux termes de la *Clear Air Act* des États-Unis (la « CAA ») et des règlements étatiques est en évolution. Bon nombre d'initiatives de l'EPA pourraient se traduire par de nouvelles exigences, dont l'obligation d'installer du matériel de contrôle des émissions ainsi que des nouvelles exigences administratives et obligations de déclaration. À l'heure actuelle, nous ne disposons pas de renseignements suffisants pour déterminer avec précision les conséquences possibles de telles initiatives. Bien que la grande partie des modifications ne devraient pas comporter d'incidences importantes pour TransCanada, la Société prévoit que la surveillance et le contrôle des émissions atmosphériques engendreront des coûts supplémentaires.

En plus des politiques sur les changements climatiques déjà en vigueur, plusieurs initiatives fédérales (canadiennes et américaines), régionales et provinciales sont actuellement en train d'être élaborées. Bien que les événements politiques et économiques récents puissent influencer considérablement la portée et le calendrier des nouvelles politiques, TransCanada prévoit que la plupart de ses installations au Canada et aux États-Unis sont ou seront assujetties à la réglementation fédérale ou régionale en matière de changements climatiques visant à gérer les émissions de GES industriels. Certaines de ces initiatives sont décrites plus loin.

Le gouvernement canadien a continué à manifester de l'intérêt à l'égard de la mise en œuvre d'une stratégie continentale harmonisée sur les changements climatiques. En janvier 2010, Environnement Canada a présenté un objectif révisé en matière de réduction des GES pour la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques dans le cadre de la proposition qu'il a faite relativement à l'Accord de Copenhague. L'objectif révisé représente une réduction de 17 % des émissions de GES par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020. En juin 2010, le gouvernement fédéral a lancé une consultation sur sa politique visant les installations de production d'électricité alimentées au charbon dont le but déclaré était de publier le projet-cadre réglementaire dans la Gazette du Canada au début de 2011. TransCanada a participé directement au processus de consultation en tenant des réunions avec des représentants du gouvernement et par l'intermédiaire de l'Association canadienne de l'électricité. Les nouveaux règlements visant à réduire les émissions de GES produits par les installations de production d'électricité alimentées au charbon devraient entrer en vigueur en juillet 2015.

Du côté des États-Unis, l'EPA prend les mesures nécessaires pour assujettir les émissions de GES industriels à la CAA. En mai 2010, l'EPA a publié sa version finale de la *Tailoring Rule* qui énonce les seuils d'émissions et le calendrier des phases dans le cadre de la délivrance de certains permis aux termes de la CAA. Conformément à cette règle, le programme de prévention de la détérioration importante prévoit les critères antipollution qu'une société doit remplir pour obtenir un permis de construction. Les exigences relatives aux émissions de GES entreront en vigueur en janvier 2011. La deuxième phase du programme sera lancée en juillet 2011 et prévoira la mise en œuvre de nouveaux règlements en 2012 pour fixer les seuils d'émissions et les exigences en matière de permis, lesquels entreront en vigueur en 2013. À l'instar du programme de prévention de la détérioration importante, la *Tailoring Rule* énonce des seuils et des calendriers d'émissions comparables que devront respecter les installations existantes et futures pour obtenir des permis d'exploitation en vertu du titre V de la CAA. La réglementation des émissions de GES par l'EPA en vertu de la CAA aura des répercussions sur la capacité de TransCanada à obtenir des permis pour ses installations existantes, nouvelles et modifiées.

La Western Climate Initiative (la « WCI ») continue de travailler à la mise en application d'un programme régional de plafonnement et d'échange qui devrait être lancé en 2012. Le programme de plafonnement et d'échange constituerait une composante essentielle à l'atteinte des objectifs des membres de la WCI visant à réduire les émissions de GES de 15 % par rapport aux émissions de 2005 d'ici 2020. À compter de 2012, le plafond couvrirait les services publics et d'importants secteurs industriels et, en 2015, couvrirait également les carburants de transport et les carburants commerciaux et résidentiels. La WCI est constituée de sept États de l'ouest et de quatre provinces canadiennes. Bien que TransCanada compte des actifs situés dans les quatre provinces membres de la WCI (Colombie-Britannique, Manitoba, Ontario et Québec) et dans cinq des États membres (Californie, Oregon, Washington, Montana et Arizona), le lancement du programme de plafonnement et d'échange devrait avoir lieu en 2012 en Californie, en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec. Le programme régirait les installations de pipelines et de production d'énergie de TransCanada. Toutefois, TransCanada s'attend à ce que les coûts engagés pour se conformer au programme soient recouverts en grande partie grâce aux installations qui dépassent les seuils d'émissions.

TransCanada surveille l'évolution des politiques en matière de changements climatiques et, lorsque cela est pertinent, participe aux discussions à ce sujet dans les territoires où elle exerce des activités. La société poursuit également ses programmes pour gérer les émissions de GES de ses installations et pour évaluer de nouvelles méthodes et de nouvelles technologies qui amélioreraient l'efficacité et diminueraient les taux d'émission de GES.

En ce qui concerne les occasions d'affaires, la Société dispose de marches à suivre et de critères bien établis pour évaluer les nouvelles occasions, y compris celles qui découlent des politiques sur les changements climatiques. Ces marches à suivre ont été et continuent d'être des facteurs clés de la stabilité financière et du succès de TransCanada. Les gouvernements de l'Amérique du Nord élaborent des programmes à long terme en vue de réduire les émissions de GES. Ces programmes, conjugués au changement dans l'attitude des consommateurs et à la demande de carburants peu polluants, nécessiteront que l'approvisionnement et l'infrastructure énergétiques soient modifiés. L'expérience de la Société en matière de transport par pipeline et de production d'énergie lui permettra de tirer partie de ces occasions.

En ce qui concerne les risques physiques découlant des changements climatiques, TransCanada a mis en place une série de mesures à prendre en cas de catastrophes naturelles, comme les feux de forêts, tornades, tremblements de terre, inondations, éruptions volcaniques et ouragans, quelle qu'en soit la cause. Ces mesures sont énoncées dans la procédure d'exploitation de TransCanada (*TransCanada Operating Procedures*) et font partie du système de gestion des situations de crise. Les mesures visent à assurer que la santé et la sécurité des employés de la Société ainsi que l'environnement ne soient pas compromis en cas de catastrophes naturelles.

TransCanada compte des actifs partout en Amérique du Nord. La conception des installations de la Société doit tenir compte des différentes régions géographiques. Dans les régions du nord, les températures plus chaudes ont eu des répercussions sur le pergélisol; toutefois, seulement un très petit tronçon des réseaux de pipelines de TransCanada est situé dans les régions de pergélisol. Si TransCanada construit de nouvelles installations dans ces régions du nord, la conception de celles-ci devra tenir compte des variations éventuelles du pergélisol.

Autres facteurs de risque

Le rapport de gestion contient une analyse des facteurs de risque ayant une incidence sur la Société aux rubriques « Gazoducs – Possibilités et faits nouveaux », « Gazoducs – Risques d'entreprise », « Gazoducs – Perspectives », « Oléoducs – Possibilités et faits nouveaux », « Oléoducs – Risques d'entreprise », « Oléoducs – Perspectives », « Énergie – Possibilités et faits nouveaux », « Énergie – Risques d'entreprise », « Énergie – Perspectives » et « Gestion des risques et instruments financiers ».

DIVIDENDES

Le conseil d'administration n'a pas adopté de politique définie en matière de dividendes. Le conseil examine trimestriellement le rendement financier de TransCanada et juge du niveau approprié de dividendes à déclarer au trimestre suivant. Les versements de dividendes actuels de TransCanada proviennent principalement des dividendes que TransCanada reçoit à titre d'actionnaire ordinaire de TCPL. Il existe des dispositions dans les divers actes de fiducie ou conventions de crédit auxquels TCPL est partie qui restreignent la capacité de TCPL à déclarer des dividendes et à en verser à TransCanada, dans certaines circonstances, et, si ces restrictions devaient s'appliquer, elles pourraient avoir une incidence sur la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes. La direction de TransCanada est d'avis que ces dispositions ne restreignent ni ne modifient actuellement la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 1 (les « actions privilégiées de série 1 ») ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes au taux annuel de 1,15 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale de cinq ans qui se termine le 31 décembre 2014. Pour la période allant de l'émission le 30 septembre 2009 au 31 décembre 2009, des dividendes de 0,2899 \$ par action ont été déclarés et versés sur les actions privilégiées de série 1. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2010, des dividendes de 1,15 \$ par action ont été déclarés et versés sur les actions privilégiées de série 1. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 1 sera rajusté le 31 décembre 2014 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 1,92 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 2 (les « actions privilégiées de série 2 »), comme il est indiqué à la rubrique « Actions privilégiées de premier rang » ci-après.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 3 (les « actions privilégiées de série 3 ») ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes au taux annuel de 1,00 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale de cinq ans qui se termine le 30 juin 2015. Pour la période allant de l'émission le 12 mars 2010 au 31 décembre 2010, des dividendes de 0,8041 \$ par action ont été déclarés et versés sur les actions privilégiées de série 3. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 3 sera rajusté le 30 juin 2015 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 1,28 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 4 (les « actions privilégiées de série 4 »), comme il est indiqué à la rubrique « Actions privilégiées de premier rang » ci-après.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 5 (les « actions privilégiées de série 5 ») ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes au taux annuel de 1,10 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale de cinq ans qui se termine le 30 janvier 2016. Pour la période allant de l'émission le 29 juin 2010 au 31 décembre 2010, des dividendes de 0,6457 \$ par action ont été déclarés et des dividendes de 0,3707 par action ont été versés sur les actions privilégiées de série 5. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 5 sera rajusté le 30 janvier 2016 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 1,54 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 6 (les « actions privilégiées de série 6 »), comme il est indiqué à la rubrique « Actions privilégiées de premier rang » ci-après.

Les dividendes déclarés par action ordinaire de TransCanada au cours des trois derniers exercices terminés sont indiqués dans le tableau suivant :

	2010	2009	2008
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	1,60 \$	1,52 \$	1,44 \$

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Capital-actions

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 696 229 462 étaient émises et en circulation à la fin de l'exercice, et en un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang, qui peuvent être émises en séries, dont 22 millions d'actions privilégiées de série 1, 14 millions d'actions privilégiées de série 3 et 14 millions d'actions privilégiées de série 5 sont émises et en circulation. Le texte qui suit est une description des principales caractéristiques de chacune de ces catégories d'actions.

Actions ordinaires

Chaque action ordinaire confère à son porteur une voix à toutes les assemblées des actionnaires, sauf celles où seuls les porteurs d'une autre catégorie d'actions précises sont habilités à voter, et, sous réserve des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions se rattachant aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang, en tant que catégorie ou série, ainsi qu'à toute autre catégorie ou série d'actions de TransCanada de rang supérieur aux actions ordinaires, confère à son porteur le droit de recevoir : (i) des dividendes, lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration, par prélèvement sur les actifs de TransCanada dûment applicables au paiement des dividendes au montant, au moment et au lieu ou aux lieux que le conseil peut fixer; (ii) au reliquat des biens de TransCanada lors de sa dissolution.

TransCanada a un régime de droits des actionnaires (le « RDA ») conçu pour s'assurer, dans la mesure du possible, que tous les actionnaires de TransCanada sont traités équitablement dans le cadre d'une offre publique d'achat visant la société. Le RDA crée un droit rattaché à chaque action ordinaire en circulation ainsi qu'à chaque action ordinaire émise subséquemment. Chaque droit peut être exercé dix jours de bourse après qu'une personne a acquis, ou lance une offre publique d'achat en vue d'acquérir, 20 % ou plus des actions ordinaires, sauf par une acquisition au moyen d'une offre publique d'achat permise aux termes du RDA. Avant un événement déclencheur (défini ci-après), chaque droit permet aux porteurs inscrits d'acheter de la société des actions ordinaires de TransCanada au prix d'exercice correspondant au triple de leur cours, sous réserve de rajustements et des dispositions antidilution (le « prix d'exercice »). L'acquisition véritable par une personne d'au moins 20 % des actions ordinaires, autrement qu'aux termes d'une offre publique d'achat permise par les modalités du RDA, est appelée un « événement déclencheur ». Dix jours de bourse après un événement déclencheur, chaque droit de TransCanada permettra aux porteurs inscrits de recevoir, sur paiement du prix d'exercice, le nombre d'actions ordinaires dont la valeur au marché globale équivaut à deux fois le prix d'exercice. Le RDA a été reconfirmé à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2010 et doit être reconfirmé à l'assemblée tous les trois ans par la suite.

TransCanada a un régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions qui permet aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de TransCanada et aux porteurs d'actions privilégiées de TCPL de choisir de réinvestir leurs dividendes en espèces dans des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. Ces actions ordinaires peuvent être accordées aux participants à escompte par rapport au cours moyen des actions établi sur la période de cinq jours qui précède le versement des dividendes. L'escompte a été établi à 3 % en 2009 et 2010 et a été réduit à 2 % pour les dividendes déclarés en février 2011. L'escompte a été établi à 2 % en 2008 et a été haussé à 3 % pour les dividendes déclarés en février 2009. Les participants peuvent également verser des sommes supplémentaires pouvant atteindre 10 000 \$ par trimestre pour acheter des actions ordinaires supplémentaires. Les achats supplémentaires ne font l'objet d'aucun escompte. Les participants n'ont à payer aucun courtage ni autres frais d'opérations pour les achats faits aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions.

TransCanada a également des régimes de rémunération à base d'actions (les « RRA ») permettant à certains employés d'acheter des actions ordinaires de TransCanada. Le prix d'exercice des options avoisine le cours des actions ordinaires à la date d'émission des options. Les options attribuées aux termes du RRA peuvent généralement être exercées intégralement après trois ans et deviennent caduques sept ans après la date de l'attribution.

Actions privilégiées de premier rang

Sous réserve de certaines restrictions, le conseil peut de temps à autre émettre des actions privilégiées de premier rang en une ou plusieurs séries et déterminer pour l'une ou l'autre de ces séries sa désignation, le nombre d'actions en faisant partie ainsi que les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés à chaque série. Les actions privilégiées de premier rang, en tant que catégorie, comportent notamment les dispositions décrites ci-après.

Les actions privilégiées de premier rang de chaque série prennent rang égal avec les actions privilégiées de premier rang de toute autre série et ont priorité de rang sur les actions ordinaires, les actions privilégiées de deuxième rang et toute autre action de rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang à l'égard du paiement de dividendes, du remboursement de capital et de la distribution de l'actif de TransCanada en cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada.

À moins de disposition contraire dans la LCSA ou d'indication contraire ci-après, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'auront pas le droit d'exercer de droits de vote ni de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'assister à ces assemblées. Les porteurs d'une série particulière d'actions privilégiées de premier rang auront, si les administrateurs en décident ainsi avant l'émission de cette série, seront habilités à exercer les droits de vote que les administrateurs peuvent établir si TransCanada omet de payer des dividendes sur cette série d'actions privilégiées au cours de toute période que les administrateurs peuvent déterminer.

Les dispositions rattachées aux actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie peuvent être modifiées uniquement avec l'approbation des porteurs d'actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie. Cette approbation devant être donnée par les porteurs des actions privilégiées de premier rang peut être donnée par le vote affirmatif des porteurs de non moins de $66\frac{2}{3}\%$ des actions privilégiées de premier rang représentées et dont les droits de vote sont exercés à une assemblée de ces porteurs ou à une reprise d'assemblée en cas d'ajournement.

Les actions privilégiées de série 1 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique « Dividendes ». À compter du 31 décembre 2014, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 1 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 2, sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2014, et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 auront le droit de recevoir tous les trimestres des dividendes cumulatifs à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 1,92 %. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de recevoir un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 1, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions, avant qu'un montant ne soit versé aux porteurs d'actions ordinaires ou de toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 1.

Les actions privilégiées de série 3 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique « Dividendes ». Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de série 3 sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, à l'exception de ce qui est décrit ci-après. À compter du 30 juin 2015, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 3 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 4, sous réserve de certaines conditions, le 30 juin 2015 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 4 auront le droit de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 1,28 %. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de recevoir un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 3, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions, avant qu'un montant ne soit versé aux porteurs d'actions ordinaires ou de toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 3.

Les actions privilégiées de série 5 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique « Dividendes ». Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de série 5 sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, à l'exception de ce qui est décrit ci-après. À compter du 30 janvier 2016, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 5 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 6, sous réserve de certaines conditions, le 30 janvier 2016 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 6 auront le droit de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 1,54 %. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de recevoir un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 5, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions, avant qu'un montant ne soit versé aux porteurs d'actions ordinaires ou de toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 5.

Sauf disposition contraire dans la LCSA, les porteurs respectifs des actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 4, 5 et 6 n'ont pas de droits de vote et n'ont pas le droit de recevoir un avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins que TransCanada n'ait omis de verser huit dividendes trimestriels, consécutifs ou non, auquel cas les porteurs respectifs des actions privilégiées de série 1, 2, 3, 4, 5 et 6 ont le droit de recevoir un avis de convocation à chaque assemblée des actionnaires où il y a élection d'administrateurs et qui a lieu plus de 60 jours après la date à laquelle TransCanada est en défaut pour la première fois et d'assister à une telle assemblée, et ils ont droit à une voix à l'égard des résolutions visant l'élection d'administrateurs par action privilégiée de série 1, 2, 3, 4, 5 et 6, respectivement, jusqu'à ce que tous les dividendes arriérés aient été versés.

Actions privilégiées de deuxième rang

Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de deuxième rang sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, si ce n'est que les actions privilégiées deuxième rang sont de rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang en ce qui concerne le paiement des dividendes, le remboursement de capital et la distribution de l'actif de TransCanada en cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada.

NOTES

Bien que TransCanada n'ait pas émis de titres de créance, Moody's Investors Service, Inc. (« Moody's ») et Standard & Poor's (« S&P ») lui ont attribué des notes. Moody's lui a attribué une note d'émetteur Baa1 avec perspectives stables, et S&P lui a attribué une note à long terme « A- » avec perspectives stables. TransCanada ne prévoit pas actuellement émettre des titres de créance et il est prévu que ses besoins de financement par emprunt futurs continueront d'être financés principalement par l'intermédiaire de sa filiale, TCPL. Le tableau ci-après indique les notes qui sont actuellement attribuées aux catégories de titres en circulation de TCPL qui ont fait l'objet d'une notation par DBRS Limited (« DBRS »), Moody's et S&P :

	DBRS	Moody's	S&P
Titres de créance de rang supérieur non garantis			
<i>Déventures</i>	A	A3	A-
<i>Billets à moyen terme</i>	A	A3	A-
Billets subordonnés de rang inférieur	BBB (haut)	Baa1	BBB
Actions privilégiées	Pfd-2(bas)	Baa2	P-2
Effets de commerce	R-1 (bas)	–	–
Tendance/Perspective en matière de notation	Stable	Stable	Stable

Les notes visent à fournir aux épargnants une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres et ne tiennent pas compte du cours ou du caractère adéquat d'un titre particulier pour un épargnant donné. Rien ne garantit qu'une note demeure en vigueur pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas révisée ou entièrement retirée par une agence d'évaluation du crédit à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient.

Les renseignements suivants concernant les notes attribuées à la Société visent ses frais de financement, ses liquidités et ses activités. Certains facteurs pourraient avoir une incidence sur la disponibilité des options de financement de TransCanada, notamment les conditions et les perspectives relatives au marché mondial des capitaux et le rendement financier de la Société. L'accès, par TransCanada, aux marchés financiers à des taux concurrentiels dépend de la note et de la perspective de notation qu'elle a reçues d'agences de notation comme DBRS, Moody's et S&P. Si les notes de TransCanada subissaient une révision à la baisse, les frais de financement de la Société et les émissions éventuelles de titres de créances pourraient être défavorablement touchés. Une description des notes attribuées par les agences d'évaluation du crédit indiquées dans le tableau ci-dessus est donnée ci-après.

DBRS Limited (DBRS)

DBRS a différents échelons de notation pour les actions privilégiées et les titres de créance à court et à long terme. Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative d'une note au sein de toutes les catégories de notation, sauf AAA et D. L'absence de la mention « haut » ou « bas » indique que la note se situe au « milieu » de la catégorie. La note « R-1 (bas) » attribuée aux titres de créance à court terme de TCPL arrive au troisième rang des dix catégories de notation et indique une bonne qualité de crédit. Dans l'ensemble, la solidité des titres n'est pas aussi favorable que dans le cas des catégories de notation supérieures, mais les facteurs négatifs admissibles qui existent sont considérés comme pouvant être gérés. La note « A » attribuée aux titres de créance de rang supérieur non garantis de TCPL arrive au troisième rang des dix catégories de notes pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note « A » ont une bonne qualité de crédit. La capacité de verser de l'intérêt et du capital est importante, mais le degré de stabilité est inférieur à celui des titres qui ont reçu la note « AA ». La note « BBB (haut) » attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur arrive au quatrième rang des dix catégories de notes pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note « BBB » ont une qualité de crédit satisfaisante. La capacité de verser de l'intérêt et du capital est considérée comme acceptable, mais des événements futurs pourraient la rendre vulnérable. La note « Pfd-2 (bas) » attribuée aux actions privilégiées de TCPL et de TransCanada arrive au deuxième rang des six catégories de notation pour les actions privilégiées. La qualité de crédit des actions privilégiées qui ont reçu la note « Pfd-2 » est satisfaisante. La protection des dividendes et du capital demeure

importante; toutefois, les bénéfiques, le bilan et les ratios de couverture ne sont pas aussi solides que ceux de sociétés dont les titres ont reçu la note « Pfd-1 ». En général, la note Pfd-2 correspond aux titres de créance à long terme qui ont reçu la note « A ».

Moody's Investors Service, Inc. (Moody's)

Moody's a différentes échelles de notation pour les titres de créance à court et à long terme. Les modificateurs numériques 1, 2 et 3 sont appliqués à chaque catégorie de notation allant de Aa jusqu'à Caa, le modificateur 1 étant le plus élevé et le modificateur numérique 3 étant le plus faible. La note « A3 » attribuée aux titres de créance de rang supérieur non garantis de TCPL arrive au troisième rang des neuf catégories de notation pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance qui ont reçu la note « A » sont considérés comme faisant partie de la catégorie médiane supérieure et sont assujettis à un faible risque de crédit. Les notes « Baa1 » et « Baa2 » attribuées aux titres de créance subordonnés de rang inférieur de TCPL et à ses actions privilégiées arrivent au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les titres de créance à long terme; les titres de créance subordonnés de rang inférieur ont toutefois un rang quelque peu supérieur dans la catégorie Baa puisqu'ils ont un qualificatif de 1, par rapport au qualificatif de 2 des actions privilégiées. Les titres de créance qui ont reçu la note « Baa » sont assujettis à un risque de crédit modéré, sont considérés comme étant de qualité moyenne, et, par conséquent, peuvent posséder certaines caractéristiques spéculatives.

Standard & Poor's (S&P)

S&P a divers échelons de notation pour les titres de créance à court et à long terme. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation particulière. La note « A- » attribuée aux titres de créance de rang supérieur non garantis de TCPL est la troisième note la plus élevée des dix catégories de notation pour les titres de créance à long terme. La note « A » indique la forte capacité du débiteur à respecter son engagement financier; toutefois, le titre de créance est un peu plus susceptible d'être touché par les changements dans certains événements et dans la conjoncture que les titres de créance qui ont reçu des notes faisant partie de catégories de notation plus élevées. Les notes « BBB » et « P-2 » attribuées aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL ainsi qu'aux actions privilégiées de TCPL et de TransCanada démontrent des paramètres de protection adéquats. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou les changements dans certaines circonstances sont plus susceptibles d'entraîner une moins bonne capacité de la part du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard du titre de créance.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « TSX ») et du New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole « TRP ». Les actions privilégiées de série 1, les actions privilégiées de série 3 et les actions privilégiées de série 5 de TransCanada sont inscrites à la cote de la TSX depuis le 30 septembre 2009, le 12 mars 2010 et le 29 juin 2010, respectivement, sous les symboles « TRP.PR.A », « TRP.PR.B » et « TRP.PR.C », respectivement. Les tableaux suivants indiquent les cours extrêmes et les cours de clôture à la fin du mois des actions ordinaires de TransCanada, ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à la TSX et à la NYSE et les cours extrêmes et les cours de clôture à la fin du mois des actions privilégiées de série 1, les actions privilégiées de série 3 et les actions privilégiées de série 5, respectivement, ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à la TSX qui ont été publiés pour les périodes indiquées :

Actions ordinaires

Mois	TSX (TRP)				NYSE (TRP)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations	Haut (\$ US)	Bas (\$ US)	Clôture (\$ US)	Volume des opérations
Décembre 2010	38,71	36,53	37,99	36 564 145	38,44	35,86	38,04	8 743 709
Novembre 2010	38,04	35,49	36,20	47 122 180	37,72	34,77	35,33	8 000 248
Octobre 2010	39,28	37,06	37,67	24 452 953	38,59	36,33	36,95	6 887 287
Septembre 2010	38,88	37,25	38,17	35 287 579	37,75	36,00	37,12	5 548 775
Août 2010	38,45	35,75	38,00	23 551 406	36,53	34,23	35,64	6 079 595
Juillet 2010	37,25	35,50	36,33	30 315 925	35,85	32,86	35,35	8 077 360
Juin 2010	37,31	34,57	35,61	30 159 655	36,69	33,02	33,43	8 154 916
Mai 2010	36,92	30,01	35,50	32 936 332	36,47	25,80	33,17	9 235 485
Avril 2010	38,16	35,18	35,84	30 450 870	38,01	34,92	35,20	6 424 836
Mars 2010	37,87	34,75	37,22	42 951 844	37,11	33,20	36,76	5 806 751
Février 2010	35,30	33,96	34,78	25 627 521	33,68	31,58	33,00	5 669 857
Janvier 2010	36,44	34,00	34,17	23 180 090	35,07	31,85	31,91	6 314 623

Actions privilégiées de série 1

Mois	TSX (TRP.PR.A)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2010	26,00	25,50	26,00	559 051
Novembre 2010	26,79	25,95	25,97	583 072
Octobre 2010	26,45	26,13	26,29	528 964
Septembre 2010	27,89	25,90	26,24	613 195
Août 2010	26,11	25,80	26,00	623 916
Juillet 2010	25,95	25,35	25,95	454 853
Juin 2010	25,90	25,15	25,45	552 510
Mai 2010	25,45	25,00	25,11	1 147 115
Avril 2010	25,85	25,06	25,25	619 658
Mars 2010	26,59	25,08	25,69	1 289 162
Février 2010	26,29	25,80	25,95	727 716
Janvier 2010	27,15	25,80	26,15	1 561 414

Actions privilégiées de série 3

Mois	TSX (TRP.PR.B)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2010	25,59	24,65	25,57	219 795
Novembre 2010	25,98	24,85	24,98	342 225
Octobre 2010	25,48	24,85	25,10	522 319
Septembre 2010	25,66	24,95	25,36	431 061
Août 2010	25,20	24,85	24,98	533 912
Juillet 2010	25,00	24,60	24,94	291 835
Juin 2010	24,75	24,16	24,65	425 787
Mai 2010	24,84	23,99	24,20	458 273
Avril 2010	25,07	23,90	23,90	497 079
Mars 2010	25,08	24,83	25,02	1 817 221

Actions privilégiées de série 5

Mois	TSX (TRP.PR.C)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2010	26,26	25,00	25,81	351 359
Novembre 2010	26,45	25,50	25,65	397 725
Octobre 2010	26,17	25,36	25,56	499 857
Septembre 2010	26,50	25,28	25,69	597 352
Août 2010	25,82	25,20	25,70	613 671
Juillet 2010	25,41	24,84	25,30	1 084 450
Juin 2010	24,98	24,75	24,95	944 707

De plus, les titres suivants de la filiale de TransCanada, TCPL, sont inscrits à la cote de la TSX : actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série U et série Y sous les symboles « TCA.PR.X » et « TCA.PR.Y », respectivement.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Au 14 février 2011, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 517 667 actions ordinaires de TransCanada, ou exerçaient le contrôle ou l'emprise sur ce nombre d'actions ordinaires, qui représente moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada. TransCanada recueille ces renseignements auprès de ses administrateurs et dirigeants, sans directement connaître par ailleurs les propriétaires individuels de ces titres.

Administrateurs

Le tableau qui suit donne le nom des treize administrateurs qui siégeaient au conseil à la fin de l'exercice, leur pays de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TransCanada et des principaux membres de son groupe, leurs fonctions principales ou leur emploi au cours des cinq dernières années et l'année depuis laquelle chaque administrateur s'est acquitté de façon continue des fonctions d'administrateur de TransCanada et, avant l'arrangement, de TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TransCanada sont également occupés et exercées par le titulaire au sein de TCPL. Chaque administrateur demeure en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle suivante ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Kevin E. Benson DeWinton (Alberta) Canada	Président et chef de la direction, Laidlaw International, Inc. (services de transport) de juin 2003 à octobre 2007. Administrateur, Emergency Medical Services Corporation.	2005
Derek H. Burney ⁽¹⁾ , O.C. Ottawa (Ontario) Canada	Conseiller stratégique principal chez Ogilvy Renault, S.E.N.C.R.L., s.r.l. (cabinet d'avocats). Président (mais non un administrateur), conseil consultatif international, Garda World Consulting & Investigation, division de la Corporation de sécurité Garda World depuis 2008. Président du conseil, Canwest Global Communications Corp. (communications) depuis août 2006 (administrateur depuis avril 2005) jusqu'en octobre 2010. Administrateur principal de Shell Canada Limitée (pétrole et gaz) d'avril 2001 à mai 2007.	2005
Wendy K. Dobson Uxbridge (Ontario) Canada	Professeure, Rotman School of Management. Administratrice, Institute for International Business, Université de Toronto et administratrice, Banque Toronto-Dominion. Vice-présidente du conseil, Conseil canadien sur la reddition de comptes jusqu'en février 2010 et présidente du comité de vérification de la même organisation de 2003 à 2009.	1992

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
E. Linn Draper Lampasas, Texas États-Unis	Administrateur, Alliance Data Systems Corporation (traitement de données et services) et administrateur, Alpha Natural Resources, Inc. (mines). Président du conseil, NorthWestern Corporation (faisant affaire sous le nom de NorthWestern Energy) (pétrole et gaz). Administrateur principal de Temple-Inland Inc. (matériaux).	2005
L'hon. Paule Gauthier, C.P., O.C., O.Q., c.r. Québec (Québec) Canada	Associée principale, Stein Monast S.E.N.C.R.L. (cabinet d'avocats). Administratrice, Metro Inc., Fiducie RBC Dexia Services aux investisseurs, Banque Royale du Canada et CARE Canada. Administratrice, Institut québécois des hautes études internationales, Université Laval, de 2002 à 2009.	2002
Russell K. Girling Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction, TransCanada depuis le 1 ^{er} juillet 2010. Chef de l'exploitation de juillet 2009 au 30 juin 2010 et président, Pipelines de juin 2006 au 30 juin 2010. Avant juin 2006, chef des finances et vice-président exécutif, Croissance de l'entreprise. Administrateur, Agrium Inc.	2010
Kerry L. Hawkins Winnipeg (Manitoba) Canada	Administrateur, NOVA Chemicals Corporation jusqu'en juillet 2009. Président, Cargill Limited (secteur agricole) de septembre 1982 à décembre 2005.	1996
S. Barry Jackson Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, TransCanada depuis avril 2005. Administrateur, Nexen Inc. (pétrole et gaz) et administrateur, WestJet Airlines Ltd. Président du conseil, Resolute Energy Inc. (pétrole et gaz) de janvier 2002 à avril 2005 et président du conseil, Deer Creek Energy Limited (pétrole et gaz) d'avril 2001 à septembre 2005.	2002
Paul L. Joskow New York, New York États-Unis	Économiste et président de la fondation Alfred P. Sloan. Professeur d'économie émérite, Massachusetts Institute of Technology (« MIT ») où il faisait partie du corps professoral depuis 1972. Fiduciaire, Yale University, depuis le 1 ^{er} juillet 2008 et membre du conseil de supervision du Boston Symphony Orchestra depuis septembre 2005. Directeur du MIT Center for Energy and Environmental Policy Research de 1999 à 2007 et administrateur de National Grid plc de 2000 à 2007. Administrateur, Exelon Corporation (énergie) et fiduciaire, Putnam Mutual Funds.	2004
John A. MacNaughton ⁽²⁾ , C.M. Toronto (Ontario) Canada	Président du conseil, Banque de développement du Canada. Président du conseil, CNSX Markets Inc. (auparavant, Canadian Trading and Quotation System Inc. (bourse)) de 2006 à juillet 2010. Administrateur, Corporation Nortel Networks et Corporation Nortel Networks Limitée (principale filiale d'exploitation de Corporation Nortel Networks) (technologie) de 2005 à septembre 2010. Président du comité de nomination indépendant de l'Office de financement de l'assurance-emploi du Canada depuis 2008. Président et chef de la direction fondateur de l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada de 1999 à 2005.	2006
David P. O'Brien ⁽³⁾ Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, EnCana Corporation (pétrole et gaz) depuis avril 2002 et président du conseil, Banque Royale du Canada depuis février 2004. Administrateur, Molson Coors Brewing Company, Enerplus Corporation. Membre du Conseil des sciences, de la technologie et de l'innovation du Canada.	2001
W. Thomas Stephens Greenwood Village, Colorado États-Unis	Président du conseil et chef de la direction de Boise Cascade, LLC de novembre 2004 à novembre 2008. Administrateur, Boise Inc. jusqu'en avril 2010. Fiduciaire, Putnam Mutual Funds.	2007 ⁽⁴⁾

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
D. Michael G. Stewart Calgary (Alberta) Canada	Administrateur, Canadian Energy Services & Technology Corp. (auparavant Canadian Energy Services LP (administrateur, Canadian Energy Services Inc., le commandité)), Pengrowth Energy Corporation (auparavant Pengrowth Corporation (l'administrateur de Pengrowth Energy Trust)) et C&C Energy Ltd. Administrateur, Orleans Energy Ltd. d'octobre 2008 à décembre 2010. Président du conseil et fiduciaire d'Esprit Energy Trust (pétrole et gaz) d'août 2004 à octobre 2006. Administrateur de Creststreet Power & Income General Partner Limited, commandité de Creststreet Power & Income Fund L.P. (énergie éolienne) de décembre 2003 à février 2006.	2006

- (1) Le 6 octobre 2009, Canwest Global Communicatins Corp. (« Canwest ») a demandé et obtenu une ordonnance de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (division commerciale) pour entamer la procédure aux termes de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (la « LACC »). Bien qu'aucune ordonnance d'interdiction d'opérations n'ait été promulguée, à la suite du dépôt, les actions de Canwest ont été radiées de la cote de la TSX et sont maintenant inscrites à celles de la Bourse de croissance TSX. Canwest est sortie de la protection de la LACC et ses activités de presse écrite ont été achetées par Postmedia Network le 13 juillet 2010 et ses activités de presse électronique ont été achetées par Shaw Communications Inc. le 27 octobre 2010. M. Burney a cessé d'être un administrateur de Canwest le 27 octobre 2010.
- (2) Corporation Nortel Networks Limitée est la principale filiale en exploitation de Nortel Networks Corporation (collectivement appelées « Nortel »). M. MacNaughton est devenu administrateur de Nortel le 29 juin 2005. Le 10 avril 2006, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») et d'autres autorités de réglementation en valeurs mobilières provinciales ont délivré une ordonnance d'interdiction d'opérations visant les membres de la direction de Nortel. Cette ordonnance résultait d'un retard dans le dépôt de certains états financiers de 2005 de Nortel. L'ordonnance a été levée par la CVMO le 8 juin 2006 et par les autres autorités de réglementation en valeurs mobilières provinciales peu après. Le 14 janvier 2009, Nortel, et certaines autres filiales canadiennes de Nortel, ont demandé la protection contre les créanciers prévue par la LACC.
- (3) En avril 2003, Air Canada s'est placée sous la protection de la LACC ainsi que des lois sur la faillite applicables aux États-Unis. M. O'Brien a démissionné de son poste d'administrateur d'Air Canada le 26 novembre 2003.
- (4) M. Stephens a siégé au conseil de 2000 à 2005.

Comités du conseil

TransCanada compte quatre comités du conseil : le comité de vérification, le comité de la gouvernance, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement et le comité des ressources humaines. Les membres votants de chacun de ces comités, à la fin de l'exercice, sont indiqués ci-après :

Comité de vérification	Comité de la gouvernance	Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement	Comité des ressources humaines
Président : K.E. Benson	Président : J.A. MacNaughton	Président : E.L. Draper	Président : W.T. Stephens
Membres : D.H. Burney	Membres : K.E. Benson	Membres : W.K. Dobson	Membres : W.K. Dobson
E.L. Draper	D.H. Burney	P. Gauthier	P. Gauthier
P.L. Joskow	P.L. Joskow	K.L. Hawkins	K.L. Hawkins
J.A. MacNaughton	D.P. O'Brien	W.T. Stephens	D.P. O'Brien
D.M.G. Stewart	D.M.G. Stewart		S.B. Jackson
	S.B. Jackson		

Les chartes du comité de vérification, du comité de la gouvernance, du comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement et du comité des ressources humaines se trouvent sur le site Web de TransCanada à la rubrique « Corporate Governance – Board Committees » (en anglais seulement) à l'adresse www.transcanada.com. De plus amples renseignements sur le comité de vérification se trouvent dans la notice annuelle à la rubrique « Comité de vérification ».

De plus amples renseignements sur les comités du conseil et la gouvernance d'entreprise se trouvent également sur le site Web de TransCanada (en anglais seulement).

Dirigeants

Tous les hauts dirigeants et dirigeants de TransCanada résident à Calgary (Alberta) Canada, sauf M. Hobbs, qui réside à Houston (Texas) États-Unis. Les mentions des postes occupés et des fonctions exercées avec TransCanada avant le 15 mai 2003 sont les

mentions des postes occupés et des fonctions exercées avec TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées actuellement au sein de TransCanada sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. En date des présentes, les dirigeants de TransCanada, leur poste actuel au sein de TransCanada et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années étaient les suivants :

Hauts dirigeants

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Russell K. Girling	Président et chef de la direction	Avant juillet 2010, chef de l'exploitation depuis juillet 2009 et président, Pipelines depuis juin 2006. Avant juin 2006, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise depuis mars 2003 et chef des finances depuis août 1999.
Gregory A. Lohnes	Vice-président directeur et président, Gazoducs	Avant juillet 2010, vice-président directeur et chef des finances. Avant juin 2006, président et chef de la direction de Great Lakes Gas Transmission Company depuis août 2000.
Donald R. Marchand	Vice-président directeur et chef des finances	Avant juillet 2010, vice-président, Finances et trésorier depuis septembre 1999.
Dennis J. McConaghy	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise	Avant juillet 2010, vice-président directeur, Mise en valeur et stratégie, Pipelines. Avant juin 2006, vice-président directeur, Mise en valeur de la production gazière depuis mai 2001.
Sean McMaster	Vice-président directeur, chef du contentieux et chef de la conformité	Avant octobre 2006, chef du contentieux et chef de la conformité. Auparavant, chef du contentieux depuis juin 2006. Avant juin 2006, vice-président, Opérations, division Énergie de TCPL depuis avril 2003.
Alexander J. Pourbaix	Président, Énergie et oléoducs	Président, Énergie de juin 2006 à juin 2010 et vice-président directeur, Expansion de l'entreprise de juillet 2009 à juin 2010. Avant juin 2006, vice-président directeur, Production d'électricité depuis mars 2003.
Sarah E. Raiss	Vice-présidente directrice, Services de la société	Vice-présidente directrice, Services de la société depuis janvier 2002.
Donald M. Wishart	Vice-président directeur, Exploitation et projets importants	Avant juillet 2009, vice-président directeur, Exploitation et ingénierie depuis mars 2003.

Dirigeants de la société

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Sean M. Brett	Vice-président et trésorier	Avant juillet 2010, vice-président, Exploitation commerciale de TC Pipelines GP, Inc. et administrateur, Exploitation de la société en commandite de TCPL. Avant novembre 2009, administrateur, Gestion de coentreprises, projet d'oléoduc Keystone de TCPL. Avant décembre 2008, vice-président et trésorier de TC Pipelines GP, Inc. Avant janvier 2007, M. Brett a occupé plusieurs postes de responsabilité croissante auprès du groupe des finances et de la trésorerie de TransCanada.
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Vice-président, Fiscalité depuis avril 2002.
Donald J. DeGrandis	Vice-président et secrétaire	Avant février 2009, secrétaire. Avant juin 2006, chef adjoint du contentieux de la société et des services de la Société depuis juin 2004.

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Lee G. Hobbs	Président, Gazoducs des États-Unis	Premier vice-président et directeur général gazoducs des États-Unis, Division des gazoducs, TCPL de juin 2009 à juillet 2010. Vice-président et directeur général, gazoducs des États-Unis, Division centrale des gazoducs, TCPL, mars 2007 à juin 2009. Président, Great Lakes Gas Transmission Company et Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership, de septembre 2006 à mars 2007. Avant septembre 2006, vice-président et contrôleur de TCPL depuis juillet 2001.
Joel E. Hunter	Vice-président, Finances	Administrateur, Finances de janvier 2008 à juillet 2010. Avant janvier 2008, analyste principal, Finances d'entreprises. Avant janvier 2007, M. Hunter a occupé des postes de responsabilité croissante auprès du groupe des finances et de la trésorerie de TransCanada.
Garry E. Lamb	Vice-président, Gestion des risques	Vice-président, Gestion des risques depuis octobre 2001.
G. Glenn Menuz	Vice-président et contrôleur	Avant juin 2006, contrôleur adjoint depuis octobre 2001.

Conflits d'intérêts

Les administrateurs et dirigeants de TransCanada et de ses filiales sont tenus de divulguer les conflits existants ou potentiels conformément aux politiques de TransCanada régissant les administrateurs et dirigeants et conformément à la LCSA. Bien que certains administrateurs siègent aux conseils de sociétés qui transportent du gaz naturel sur les réseaux de pipelines de TransCanada ou puissent par ailleurs être associés à ces sociétés, TransCanada, en tant que transporteur commun au Canada, ne peut, aux termes de ses tarifs, refuser des services de transport à des transporteurs dont le crédit est satisfaisant. De plus, en raison de la nature spécialisée de l'industrie, TransCanada croit qu'il est important que son conseil soit constitué d'administrateurs qualifiés et avertis, dont certains doivent provenir du groupe des producteurs et des transporteurs de pétrole et de gaz. Le comité de la gouvernance surveille les relations entre les administrateurs afin de s'assurer que les liens commerciaux n'ont pas d'incidence sur le fonctionnement du conseil. Si un administrateur déclare qu'il a un intérêt dans un contrat important ou dans une opération importante envisagé dans le cadre d'une réunion, cet administrateur s'absente généralement de la réunion au moment de l'examen de cette question, et ne vote pas à son égard.

GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Le conseil et les membres de la direction de TransCanada se sont engagés à maintenir les normes les plus élevées de gouvernance d'entreprise. Les pratiques en matière de gouvernance de TransCanada sont conformes aux règles des ACVM, à celles de la NYSE et de la SEC applicables aux émetteurs étrangers. En tant que société non américaine, TransCanada n'est pas tenue de respecter la plupart des normes d'inscription en matière de gouvernance d'entreprise du NYSE. Cependant, sauf indication contraire sur son site Web à l'adresse www.transcanada.com, les pratiques en matière de gouvernance que la société met en œuvre sont conformes, à tous égards importants, aux normes du NYSE applicables aux sociétés américaines. TransCanada respecte le Règlement 52-110 sur le comité de vérification, l'Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance et le Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la gouvernance d'entreprise de TransCanada, consultez le site Web de TransCanada à www.transcanada.com sous l'onglet « Corporate Governance » ou l'annexe B de la circulaire d'information de la direction de TransCanada datée du 14 février 2011.

COMITÉ DE VÉRIFICATION

TransCanada a un comité de vérification qui est chargé d'aider le conseil dans la supervision de l'intégrité des états financiers de TransCanada et du respect des exigences d'ordre réglementaire et juridique et de s'assurer de l'indépendance et du rendement des vérificateurs internes et externes de TransCanada. La charte du comité de vérification se trouve à l'annexe B de la présente notice annuelle ainsi que sur le site Web de TransCanada sous l'onglet « Corporate Governance – Board Committees » (en anglais seulement), à l'adresse www.transcanada.com.

Formation académique et expérience pertinentes des membres

Les membres du comité de vérification à la fin de l'exercice étaient Kevin E. Benson (président), Derek H. Burney, E. Linn Draper, Paul L. Joskow, John A. MacNaughton et D. Michael G. Stewart.

Le conseil estime que la composition du comité de vérification reflète un niveau élevé de compétences et d'expertise financières. Le conseil a déterminé que chaque membre du comité de vérification était « indépendant » et « possédait des compétences financières » au sens donné à ces expressions dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines ainsi que dans les règles du NYSE. De plus, le conseil a déterminé que M. Benson était l'« expert financier du comité de vérification » au sens de l'expression Audit Committee Financial Expert définie dans les lois sur les valeurs mobilières américaines. Le conseil en est arrivé à ces conclusions en se fondant sur la formation générale et l'éventail et l'étendue de l'expérience de chaque membre du comité de vérification. Le texte qui suit est une description de la formation générale et de l'expérience, compte non tenu de leurs fonctions respectives à titre d'administrateurs de TransCanada, des membres du comité de vérification qui revêtent une certaine importance relativement à l'exercice de leurs responsabilités en tant que membre du comité de vérification.

Kevin E. Benson

M. Benson est titulaire d'un baccalauréat en comptabilité de l'Université de Witwatersand (Afrique du Sud) et a été membre de la South African Society of Chartered Accountants. M. Benson a été président et chef de la direction de Laidlaw International, Inc. jusqu'en octobre 2007. Auparavant, il a occupé plusieurs postes de direction, notamment celui de président et chef de la direction de The Insurance Corporation of British Columbia, a siégé au conseil d'autres sociétés ouvertes et a été membre des comités de vérification de certains de ces conseils.

Derek H. Burney

M. Burney a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise ès arts de l'Université Queen's. Il est actuellement conseiller stratégique principal chez Ogilvy Renault S.E.N.C.R.L., s.r.l. M. Burney était auparavant président et chef de la direction de CAE Inc. et président du conseil et chef de la direction de Bell Canada International Inc. Il a été administrateur principal de Shell Canada Ltée jusqu'en mai 2007 et était président du conseil de Canwest Global Communications Corp jusqu'en octobre 2010. Il a été membre du comité de vérification d'une autre organisation.

E. Linn Draper

M. Draper est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique de l'Université Rice et d'un doctorat en sciences nucléaires et en génie de l'Université Cornell. Il a été président du conseil, président et chef de la direction d'American Electric Power Co., Inc. jusqu'en 2004. Il a été auparavant président du conseil, président et chef de la direction de Gulf States Utilities Company. M. Draper a siégé et continue de siéger au conseil de plusieurs autres sociétés ouvertes.

Paul L. Joskow

M. Joskow a obtenu un baccalauréat ès arts avec distinction en sciences économiques de l'Université Cornell ainsi qu'une maîtrise en philosophie économique et un doctorat en sciences économiques de l'Université Yale. Il est actuellement le président de la fondation Alfred P. Sloan et professeur émérite d'économie au MIT. Il a siégé aux conseils de plusieurs sociétés ouvertes et autres organismes et a été membre des comités de vérification de certains de ces conseils.

John A. MacNaughton

M. MacNaughton a obtenu un baccalauréat ès arts en économie de l'Université de Western Ontario. M. MacNaughton est actuellement président du conseil de la Banque de développement du Canada et a été président de CNSX Markets Inc. (auparavant, Canadian Trading and Quotation System Inc.) jusqu'en juillet 2010. Au cours des dernières années, il a occupé plusieurs postes de direction, notamment président et chef de la direction fondateur de l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada et président de Nesbitt Burns Inc. Il a été membre du comité de vérification d'autres sociétés ouvertes.

D. Michael G. Stewart

M. Stewart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction en sciences de la Terre de l'Université Queen's. M. Stewart a siégé et continue de siéger au conseil de nombreuses sociétés ouvertes et de nombreux autres organismes et au comité de vérification de certains de ces conseils. Il œuvre dans le secteur canadien de l'énergie depuis plus de 37 ans.

Procédures et politiques en matière d'approbation préalable

Le comité de vérification de TransCanada a adopté une politique d'approbation préalable à l'égard des services autorisés non liés à la vérification. Aux termes de cette politique, le comité de vérification a donné son approbation préalable pour les services non liés à la vérification précisés. Les missions d'au plus 25 000 \$ qui ne font pas partie de la limite annuelle approuvée au préalable n'ont pas à être approuvées par le comité de vérification, alors que les missions d'une valeur de 25 000 \$ à 100 000 \$ doivent être approuvées par le président du comité de vérification et le comité de vérification doit être informé de la mission lors de sa prochaine réunion prévue. Toutes les missions de 100 000 \$ ou plus doivent être approuvées au préalable par le comité de vérification. Dans tous les cas, quel que soit le montant concerné, le président du comité de vérification doit approuver au préalable la mission s'il y a un risque de conflit d'intérêts mettant en cause les vérificateurs externes.

À ce jour, TransCanada n'a pas approuvé de services non liés à la vérification sur la base des exemptions à l'égard des montants minimes. Tous les services non liés à la vérification ont été approuvés au préalable par le comité de vérification conformément à la politique d'approbation au préalable décrite plus haut.

Honoraires liés aux services fournis par les vérificateurs externes

Le tableau qui suit présente des renseignements sur les honoraires qui ont été payés par la société à KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., vérificateurs externes du groupe de sociétés TransCanada, pour des services professionnels rendus au cours des exercices 2010 et 2009.

Catégorie d'honoraires	2010	2009	Description de la catégorie d'honoraires
	(millions de dollars)		
Honoraires de vérification	6,5 \$	7,2 \$	Ensemble des honoraires pour des services de vérification relatifs à la vérification des états financiers consolidés annuels ou à des services fournis dans le cadre de dépôts ou de mandats prévus par la loi et la réglementation, à l'examen des états financiers consolidés intermédiaires et de l'information contenue dans divers prospectus et d'autres documents de placement.
Honoraires pour services liés à la vérification	0,2 \$	0,2 \$	Ensemble des honoraires pour des services de certification et des services connexes rendus qui sont raisonnablement liés à la vérification ou à l'examen des états financiers consolidés et qui ne sont pas comptabilisés comme des honoraires de vérification. Ces honoraires visent les services liés à la vérification des états financiers de certains régimes de pension de la Société.
Honoraires pour services fiscaux	1,0 \$	1,1 \$	Ensemble des honoraires visant des services-conseils en matière de planification fiscale et de conformité fiscale, notamment des services-conseils de planification fiscale se rapportant à l'imposition au pays et à l'étranger et des services liés à des questions de conformité fiscale, y compris l'examen de déclarations de revenus et d'autres documents de nature fiscale à produire.
Autres honoraires	0,2 \$	0,4 \$	Ensemble des honoraires pour les produits et services autres que ceux qui sont indiqués ailleurs dans le présent tableau. Il s'est agi essentiellement de conseils et de formation reliés principalement au respect des IFRS.
Total	7,9 \$	8,9 \$	

POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION

TransCanada et ses filiales sont visées par des poursuites judiciaires et mesures prises par des autorités de réglementation dans le cadre normal des affaires. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces poursuites judiciaires et mesures prises par des autorités de réglementation et que rien ne garantisse que ces litiges se régleront en faveur de TransCanada, la direction de TransCanada estime que leur résolution n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou la liquidité consolidés de TransCanada.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de TransCanada est Société de fiducie Computershare du Canada, qui possède des installations de transfert canadiennes dans les villes de Vancouver, Calgary, Winnipeg, Toronto, Montréal et Halifax.

EXPERTS INTÉRESSÉS

Les vérificateurs de TransCanada, le cabinet KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., ont confirmé qu'ils sont indépendants au sens des règles de conduite professionnelle (Rules of Professional Conduct) de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

1. Des renseignements supplémentaires concernant TransCanada se trouvent sous le profil de TransCanada sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.
2. Des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération et les prêts aux administrateurs et aux dirigeants, les noms des principaux porteurs de titres de TransCanada et les titres pouvant être émis en vertu de plans de rémunération à base de titres de participation (tous, le cas échéant), se trouvent dans la circulaire d'information de la direction de TransCanada concernant sa dernière assemblée générale annuelle à laquelle il y a eu élection d'administrateurs et dont on peut obtenir un exemplaire en soumettant la demande au secrétaire de TransCanada.
3. Des renseignements supplémentaires se trouvent dans les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de TransCanada pour son dernier exercice terminé.

GLOSSAIRE

Actions ordinaires	Actions ordinaires de TransCanada
Actions privilégiées de série 1	Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 1, de TransCanada
Actions privilégiées de série 2	Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 2, de TransCanada
Actions privilégiées de série 3	Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 3, de TransCanada
Actions privilégiées de série 4	Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 4, de TransCanada
Actions privilégiées de série 5	Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 5, de TransCanada
Actions privilégiées de série 6	Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 6, de TransCanada
ACVM	Autorités canadiennes en valeurs mobilières
AGIA	<i>Alaska Gasline Inducement Act</i>
ANR	American Natural Resources Company et ANR Storage Company, collectivement
AUC	Alberta Utilities Commission
Bécancour	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec
Bison	Gazoduc s'étendant du bassin de la rivière Powder, dans le Wyoming, au réseau de NBPL, dans le Dakota du Nord
b/j	Barils par jour
BPC	Diphényles polychlorés
Bruce A	Participation dans une centrale nucléaire composée des réacteurs 1 à 4 de Bruce Power (Bruce Power A.L.P.)
Bruce B	Participation dans une centrale nucléaire composée des réacteurs 5 à 8 de Bruce Power Bruce Power L.P.
Bruce Power	Centrale nucléaire située au nord-ouest de Toronto, en Ontario (Bruce A et Bruce B, collectivement)
CAA	Loi intitulée <i>Clean Air Act</i>
Canwest	Canwest Global Communications Corp.
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
CCHT	Courant continu haute tension
Chinook	Projet de ligne de transport d'énergie, partant du Montana et aboutissant au Nevada
CNC	Conseil des normes comptables
CO ₂	Dioxyde de carbone
Conseil	Le conseil d'administration de TransCanada
Coolidge	Une centrale au gaz naturel de pointe à cycle simple en construction à Coolidge, en Arizona
Corridor du centre-nord	Une phase du réseau de l'Alberta qui constitue un prolongement du tronçon nord de ce réseau
CVMO	Commission des valeurs mobilières de l'Ontario
DBRS	DBRS Limited
Énergie	A le sens qui lui est attribué à la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle
EPA	Environmental Protection Agency (États-Unis)
ExxonMobil	ExxonMobil Corporation
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Filiale	A le sens qui lui est attribué à la rubrique « Présentation de l'information » de la présente notice annuelle
Fin de l'exercice	Le 31 décembre 2010
Gazoducs	A le sens qui lui est attribué à la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
Groundbirch	Une phase du réseau de l'Alberta qui relie des sources de gaz naturel principalement de la formation de gaz de schiste de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique à des infrastructures existantes dans le nord-ouest de l'Alberta
Guadalajara	Gazoduc en construction au Mexique s'étendant de Manzanillo (Colima) jusqu'à Guadalajara (Jalisco)
Halton Hills	Centrale au gaz naturel à cycle combiné à Halton Hills, en Ontario
Horn River	Projet de prolongement du réseau de l'Alberta reliant les nouveaux approvisionnements de gaz de schiste du bassin de Horn River, au nord de Fort Nelson, en Colombie-Britannique
Hydro-Québec	Hydro-Québec Distribution
IASB	International Accounting Standards Board
ICCA	Institut Canadien des Comptables Agréés
IFRS	Normes internationales d'information financière
ISO	Organisation internationale de normalisation
Keystone	Wood River/Patoka, le prolongement vers Cushing et le prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique, collectivement
Keystone Canada	TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership
Keystone U.S.	TransCanada Keystone Pipeline, LP
km	Kilomètres
LACC	<i>La Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies</i>
LCSA	<i>La Loi canadienne sur les sociétés par actions</i>
Marketlink de Bakken	Projet de gazoduc qui permettra de transporter du pétrole brut de Baker, au Montana, jusqu'à Cushing au moyen des installations formant une partie du prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique

Marketlink de Cushing	Projet de gazoduc qui permettra de transporter du pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique au moyen des installations formant une partie du prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique
MIT	Massachusetts Institute of Technology
Moody's	Moody's Investors Service, Inc.
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatts
NBPL	Northern Border Pipeline Company
Nortel	Corporation Nortel Networks Limitée et Corporation Nortel Networks
Notice annuelle	La notice annuelle de TransCanada Corporation datée du 14 février 2011
NYSE	New York Stock Exchange
Ocean State Power	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel, située à Burrillville, dans le Rhode Island
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
Oléoducs	A le sens qui lui est attribué à la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle
ONÉ	Office national de l'énergie
Parc éolien Cartier	Cinq parcs éoliens situés à Gaspé, au Québec, dont trois sont en service et deux sont en construction
Parc éolien Kibby	Parc éolien situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, au nord-ouest de Franklin County dans l'État du Maine
PCGR des États-Unis	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PCGR du Canada	Principes comptables généralement reconnus du Canada
Pipeline de l'Alaska	Gazoduc proposé s'étendant de Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta ou à Valdez, en Alaska
Portlands Energy	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel près du centre-ville de Toronto, en Ontario
Prix d'exercice	A le sens qui lui est attribué à la rubrique « Description de la structure du capital » de la présente notice annuelle
Projet de gazoduc du Mackenzie	Projet de gazoduc qui s'étendra depuis un site près de Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta
Prolongement vers Cushing	La deuxième phase de l'oléoduc de Keystone qui acheminera du pétrole brut jusqu'à Cushing, en Oklahoma
Prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique	Projet de prolongement et d'expansion de l'oléoduc de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique
Rapport de gestion	Le rapport de gestion de TransCanada daté du 14 février 2011
Ravenswood	Installation alimentée au gaz naturel et au pétrole située à Queens, à New York
RDA	Régime de droits des actionnaires de TransCanada
Réseau ANR	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend à partir des champs de production situés principalement au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et au centre du continent jusqu'aux marchés situés principalement dans le Wisconsin, le Michigan, l'Illinois, l'Ohio et l'Indiana, de même que des installations de stockage souterrain de gaz naturel réglementées
Réseau de l'Alberta	Réseau de transport de gaz naturel de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique
Réseau de Tuscarora	Gazoduc partant de l'Oregon, passant par le nord-est de la Californie et allant jusqu'à Reno, au Nevada
Réseau Foothills	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière de la Colombie-Britannique et des États-Unis et la frontière de la Saskatchewan et des États-Unis
Réseau Great Lakes	Réseau de gazoducs qui relie le réseau principal du Canada et dessert les marchés de l'est du Canada et du nord-est et le Midwest des États-Unis
Réseau GTN	Réseau de transport de gaz naturel allant de la frontière de la Colombie-Britannique et de l'Idaho jusqu'à la frontière de l'Oregon et de la Californie en passant par l'Idaho, l'État de Washington et l'Oregon
Réseau Iroquois	Réseau de gazoducs qui est raccordé au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et livre du gaz naturel aux États du Nord-Est
Réseau NBPL	Réseau de transport de gaz naturel partant près de Monchy, en Saskatchewan, et aboutissant dans le Midwest des États-Unis
Réseau North Baja	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de l'Arizona et aboutit jusqu'en Basse Californie à la frontière entre le Mexique et la Californie
Réseau Portland	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend à partir d'un point situé près de East Hereford, au Québec, jusqu'au nord-est des États-Unis
Réseau principal au Canada	Réseau de transport du gaz naturel s'étendant de la frontière est de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'au Québec
Réseau de Tuscarora	Réseau de transport du gaz naturel s'étendant de Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada
Réseaux	A le sens qui lui est attribué à la rubrique « Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux oléoducs » de la présente notice annuelle
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
RRA	Régimes de rémunération à base d'actions de TransCanada
SEC	Securities and Exchange Commission (États-Unis)
Sheerness	Centrale au charbon située près de Hanna, en Alberta
S&P	Standard and Poor's
SS et E	Santé, sécurité et environnement
Sundance	Deux installations de production d'énergie alimentées au charbon situées près de Wabamun, en Alberta (Sundance A et Sundance B, collectivement)
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière Québec/Ontario, qui transporte le gaz naturel aux marchés du Québec, et qui est raccordé au réseau Portland
TransAlta	TransAlta Corporation
TransCanada ou la Société	TransCanada Corporation
TSX	La Bourse de Toronto
Tuscarora	Tuscarora Gas Transmission Company
WCI	Western Climate Initiative
Wood River/Patoka	La première phase de l'oléoduc de Keystone qui acheminera du pétrole brut à Wood River et à Pakota, en Illinois
Zephyr	Projet de ligne de transport d'énergie partant du Wyoming et aboutissant au Nevada

ANNEXE A

TABLEAU DE CONVERSION MÉTRIQUE

Les facteurs de conversion mentionnés ci-après sont approximatifs. Pour convertir du système métrique au système impérial, multipliez par le facteur indiqué. Pour convertir du système impérial au système métrique, divisez par le facteur indiqué.

Système métrique	Système impérial	Facteur
Kilomètres (km)	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	millions d'unités thermiques britanniques	0,95
mètres cubes*	pieds cubes	35,3
kilopascals	livres par pouce carré	0,15
degrés Celsius	degrés Fahrenheit	Pour convertir en Fahrenheit, multipliez par 1,8, ensuite ajoutez 32°; pour convertir en Celsius, soustrayez 32°, ensuite divisez par 1,8

* La conversion se fonde sur du gaz naturel à une pression de base de 101,325 kilopascals et à une température de base de 15 degrés Celsius.

ANNEXE B

CHARTRE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

1. **Objet**

Le comité de vérification aide le conseil d'administration (le « conseil ») à superviser et à surveiller, notamment :

- les processus de comptabilité et de communication de l'information financière de la société;
- l'intégrité des états financiers;
- le contrôle interne de la société sur la communication de l'information financière;
- le processus de vérification financière externe;
- la conformité de la société aux obligations prévues par les lois et règlements;
- l'indépendance et le rendement des vérificateurs internes et externes de la société.

À cette fin, le conseil d'administration a délégué au comité de vérification certains pouvoirs qu'il peut exercer au nom du conseil.

2. **Rôles et responsabilités***I. Nomination des vérificateurs externes de la société*

Sous réserve de confirmation par les vérificateurs externes en ce qui concerne leur conformité aux exigences d'inscription en vertu de la réglementation canadienne et américaine, le comité de vérification recommande au conseil la nomination des vérificateurs externes, cette nomination devant être confirmée par les actionnaires de la société à chaque assemblée annuelle. Le comité de vérification recommande également au conseil la rémunération à verser aux vérificateurs externes au titre des services de vérification et il accorde son approbation préalable en ce qui concerne l'engagement des vérificateurs externes pour tout service non lié à la vérification autorisé et les honoraires pour un tel service. Le comité est de plus directement chargé de superviser le travail des vérificateurs externes (y compris la résolution de désaccords entre la direction et les vérificateurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins de la préparation ou de la publication d'un rapport de vérification ou de travaux connexes. Les vérificateurs externes relèvent directement du comité.

Par ailleurs, le comité de vérification reçoit des rapports périodiques de la part des vérificateurs externes en ce qui concerne l'indépendance de ceux-ci, il s'entretient de ces rapports avec les vérificateurs, vérifie si la prestation de services non liés à la vérification est compatible avec le maintien de l'indépendance des vérificateurs et il prend toutes les mesures nécessaires pour s'assurer de l'indépendance des vérificateurs externes.

II. Supervision en ce qui concerne la présentation de l'information financière

Dans la mesure qu'il juge nécessaire ou opportune, le comité prend les mesures suivantes :

- a) examiner les états financiers annuels vérifiés de la société, sa notice annuelle y compris le rapport de gestion, tous les états financiers dans les prospectus et autres notices d'offre, les états financiers exigés par les autorités de réglementation, tous les prospectus et tous les documents pouvant être intégrés par renvoi dans un prospectus, notamment la circulaire d'information annuelle, mais à l'exclusion de tout supplément de fixation du prix émis en vertu d'un supplément de prospectus visant des billets à moyen terme de la société, en discuter avec la direction et les vérificateurs externes et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;

- b) examiner la diffusion publique des rapports intermédiaires de la société, y compris les états financiers, le rapport de gestion et les communiqués concernant les résultats financiers trimestriels, en discuter avec la direction et les vérificateurs externes et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- c) examiner l'emploi de données « pro forma » ou « rajustées » non conformes aux PCGR ainsi que le rapprochement applicable, et en discuter avec la direction et les vérificateurs externes;
- d) examiner les indications en matière d'information financière et de bénéfices fournies aux analystes et aux agences de notation, et en discuter avec la direction et les vérificateurs externes, étant entendu que ces entretiens peuvent être de nature générale (types d'information à communiquer et types de présentation à effectuer). Le comité n'est pas tenu de discuter au préalable de chaque occasion où la société peut donner des indications ou effectuer des présentations en matière de résultats aux agences de notation;
- e) analyser avec la direction et les vérificateurs externes les questions importantes concernant les principes et pratiques de comptabilité et de vérification, y compris toute modification importante au choix ou à l'application par la société de principes comptables, ainsi que les questions importantes concernant le caractère adéquat des contrôles internes de la société et de toute mesure de vérification particulière adoptée à la lumière d'insuffisances importantes en matière de contrôle qui pourraient avoir une incidence majeure sur les états financiers de la société;
- f) examiner les rapports trimestriels des vérificateurs externes sur les points suivants, et en discuter :
 - (i) toutes les politiques et pratiques comptables critiques devant être utilisées;
 - (ii) tous les traitements de rechange de l'information financière dans les limites des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, les conséquences de l'emploi de ces présentations et de ces traitements de rechange, ainsi que le traitement privilégié par les vérificateurs externes;
 - (iii) les autres communications écrites importantes entre les vérificateurs externes et la direction, telles que des lettres de recommandations ou une liste des écarts non rajustés;
- g) analyser avec la direction et les vérificateurs externes l'incidence d'initiatives réglementaires et comptables ainsi que des structures hors bilan sur les états financiers de la société;
- h) analyser avec la direction, les vérificateurs externes et, au besoin, avec les conseillers juridiques, les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, qui pourraient avoir une incidence importante sur la situation financière de la société, et la manière dont ces questions ont été présentées dans les états financiers;
- i) examiner les déclarations faites au comité par le chef de la direction et le chef des finances de la société dans le cadre de leur processus d'attestation pour les rapports périodiques déposés auprès des autorités en valeurs mobilières concernant toute insuffisance notable dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou des faiblesses prononcées dans ces contrôles ainsi que toute fraude touchant la direction ou d'autres employés qui exercent des fonctions importantes à l'égard des contrôles internes de la société;
- j) analyser avec la direction les risques financiers importants que court la société et les mesures que la direction a prises afin de surveiller et de maîtriser ces risques, y compris les politiques de gestion et d'évaluation des risques de la société.

III. Supervision en matière de questions juridiques et réglementaires

- a) Analyser avec le chef du contentieux de la société les questions juridiques qui pourraient avoir une incidence significative sur les états financiers, les politiques de la société en matière de conformité et tout rapport ou enquête notable reçu de la part des autorités en valeurs mobilières ou d'organismes gouvernementaux.

IV. *Supervision en matière de vérification interne*

- a) Examiner les plans de vérification des vérificateurs internes de la société y compris le degré de coordination entre ce plan et celui des vérificateurs externes, et la mesure selon laquelle on peut se fier à la portée des vérifications prévues pour repérer des faiblesses dans les contrôles internes, ou encore des fraudes ou d'autres actes illicites;
- b) examiner les résultats significatifs préparés par le service de vérification interne ainsi que les recommandations formulées par la société ou par une partie externe en ce qui concerne les enjeux de vérification interne, ainsi que les mesures prises par la direction à cet égard;
- c) vérifier le respect des politiques de la société et l'absence de conflits d'intérêts;
- d) examiner le caractère adéquat des ressources du vérificateur interne afin de s'assurer de l'objectivité et de l'indépendance de la fonction de vérification interne, y compris les rapports émanant du service de vérification interne concernant son processus de vérification avec les personnes liées et les membres du groupe;
- e) veiller à ce que le vérificateur interne puisse communiquer avec le président du comité et avec le président du conseil ainsi qu'avec le chef de la direction, et rencontrer séparément le vérificateur interne afin d'analyser avec lui tout problème ou difficulté qu'il a pu rencontrer, en particulier :
 - (i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail de vérification, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction;
 - (ii) les modifications requises dans la portée prévue de la vérification interne;
 - (iii) les responsabilités, le budget et la dotation en personnel du service de vérification interne;
 et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions.

V. *Recommandation en ce qui concerne les vérificateurs externes*

- a) Examiner la lettre annuelle de recommandations ou postérieure à la vérification de la part des vérificateurs externes et la réponse de la direction, et assurer le suivi à l'égard de toute faiblesse repérée, demander régulièrement à la direction et aux vérificateurs externes s'il existe des désaccords importants entre eux et comment ils ont été réglés et intervenir dans le processus de résolution au besoin;
- b) analyser les états financiers trimestriels non vérifiés avec les vérificateurs externes et recevoir et examiner les rapports de mission d'examen des vérificateurs externes concernant les états financiers non vérifiés de la société;
- c) recevoir et examiner chaque année la déclaration écrite officielle d'indépendance des vérificateurs externes, laquelle précise toutes les relations qu'entretiennent les vérificateurs externes avec la société;
- d) rencontrer séparément les vérificateurs externes afin d'analyser avec eux tout problème ou toute difficulté qu'ils auraient pu rencontrer, en particulier :
 - (i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail de vérification, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction;
 - (ii) les modifications requises dans la portée prévue de la vérification;
 et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions;
- e) examiner avec les vérificateurs externes le caractère adéquat et approprié des politiques comptables employées dans la préparation des états financiers;

- f) rencontrer les vérificateurs externes avant la vérification afin de passer en revue la planification de la vérification et le personnel affecté à celle-ci;
- g) recevoir et examiner chaque année le rapport écrit des vérificateurs externes sur leurs propres procédures de contrôle de la qualité interne, sur les questions importantes soulevées par le dernier examen de contrôle de la qualité interne ou la dernière inspection professionnelle visant les vérificateurs externes ou encore par une enquête d'un organisme gouvernemental ou professionnel, au cours des cinq dernières années, et toute mesure prise pour régler ces questions;
- h) examiner et évaluer les vérificateurs externes, y compris l'associé principal de l'équipe de vérification externe;
- i) veiller au roulement de l'associé principal (ou coordonnateur) de la vérification qui est le principal responsable de la vérification et de l'associé responsable d'examiner la vérification tel que requis par la loi, au moins tous les cinq ans.

VI. *Supervision en ce qui concerne les services de vérification et les services non liés à la vérification*

- a) approuver au préalable tous les services de vérification (y compris les lettres d'intention dans le cadre de prises fermes de valeurs mobilières) et tous les services non liés à la vérification permis, sauf les services non liés à la vérification dans les circonstances suivantes :
 - (i) le montant global de tous ces services non liés à la vérification fournis à la société ne constitue pas plus de 5 % du total des honoraires versés par la société et ses filiales au vérificateur externe durant l'exercice au cours duquel les services non liés à la vérification ont été fournis;
 - (ii) ces services n'étaient pas considérés comme des services non liés à la vérification par la société au moment de la mission;
 - (iii) ces services sont mentionnés sans délai au comité et approuvés avant la réalisation de la vérification par le comité ou par un ou plusieurs membres du comité auxquels celui-ci a conféré le pouvoir d'accorder cette autorisation;
- b) l'approbation du comité à l'égard d'un service non lié à la vérification devant être exécuté par le vérificateur externe est communiquée conformément aux exigences des lois et règlements sur les valeurs mobilières;
- c) le comité peut déléguer à un ou plusieurs membres désignés du comité le pouvoir d'accorder les autorisations préalables requises aux termes du présent alinéa. La décision d'approuver au préalable une activité, qui est prise par un membre auquel ce pouvoir a été délégué, est présentée au comité à la première réunion prévue suivant cette approbation préalable;
- d) si le comité approuve un service de vérification à l'intérieur des limites de la mission du vérificateur externe, ce service de vérification est réputé avoir été approuvé au préalable aux fins du présent alinéa.

VII. *Supervision à l'égard de certaines politiques*

- a) Examiner la mise en œuvre et la modification des politiques et des initiatives de programme jugées souhaitables par la direction ou le comité à l'égard des codes d'éthique et des politiques de gestion des risques et de communication de l'information financière de la société, et formuler des recommandations au conseil aux fins d'approbation à cet égard;
- b) obtenir les rapports de la direction, du responsable de la vérification interne de la société et des vérificateurs externes et faire rapport au conseil sur l'état et le caractère adéquat des efforts de la société afin de veiller à ce que ces activités soient exercées, et ses installations exploitées, d'une façon éthique, légalement et socialement responsable, conformément aux codes de conduite des affaires et d'éthique de la société;

- c) établir un système non identifiable, confidentiel et anonyme permettant aux appelants de demander conseil ou de signaler des inquiétudes en matière d'éthique ou de finances, veiller à ce que des procédures de réception, de conservation et de traitement des plaintes à l'égard de questions de comptabilité, de contrôles internes et de vérification soient en place et recevoir les rapports concernant ces questions au besoin;
- d) examiner et évaluer chaque année le caractère adéquat de la politique de la société en matière d'information au public;
- e) examiner et approuver les politiques d'embauche de la société pour les associés, employés et anciens associés et employés des vérificateurs externes actuels et futurs (reconnaissant que la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* ne permet pas au chef de la direction, au contrôleur, au chef des finances ou au chef de la comptabilité d'avoir participé à la vérification de la société à titre d'employé des vérificateurs externes au cours de la période d'un an qui précède) et surveiller le respect de la politique par la société.

VIII. *Supervision en ce qui concerne des questions financières relatives aux régimes de retraite canadiens de la société (les « régimes de retraite de la société »)*

- a) Prodiguer des conseils au comité des ressources humaines à l'égard des modifications proposées aux régimes de retraite de la société relativement à toute incidence importante de ces modifications sur les aspects financiers des régimes de retraite;
- b) examiner et évaluer les rapports financiers, rapports d'investissement et l'état du financement en ce qui concerne les régimes de retraite de la société et recommander au conseil le niveau des cotisations aux régimes de retraite;
- c) recevoir et examiner l'évaluation actuarielle et les exigences de financement des régimes de retraite de la société et faire rapport à ce sujet au conseil;
- d) examiner et approuver chaque année la déclaration des politiques et des procédures de placement;
- e) approuver la nomination des vérificateurs et des gestionnaires de placement ainsi que la fin de leur service.

IX. *Supervision en ce qui concerne l'administration interne*

- a) Examiner annuellement les rapports des représentants de la société siégeant à certains comités de vérification de filiales et de membres du groupe de la société, ainsi que les questions importantes et les recommandations des vérificateurs concernant ces filiales et ces membres du groupe;
- b) examiner la planification de la relève en ce qui concerne le chef des finances, le vice-président, Gestion des risques et le directeur de la vérification interne;
- c) examiner et approuver la politique et les lignes directrices de la société en ce qui concerne l'embauche d'associés, d'employés et d'anciens associés et employés des vérificateurs externes dont les services ont été retenus pour le compte de la société.

X. *Fonction de supervision*

Bien que le comité ait les responsabilités et les pouvoirs établis dans la présente charte, sa fonction n'est pas de planifier ou d'exécuter des vérifications ni de déterminer si les états financiers et l'information de la société sont complets et exacts ou conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et aux vérificateurs externes. Le comité, son président et ses membres qui ont de l'expérience ou une expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe sont des membres du conseil, et sont nommés au comité afin d'assurer une supervision générale des activités liées à la présentation de l'information financière, aux risques financiers et aux contrôles financiers de la société. À ce titre, ils ne sont pas expressément redevables ni responsables à l'égard de la marche quotidienne de ces activités. Bien que la désignation d'un ou de plusieurs membres à titre d'« expert financier du comité de vérification » se fonde sur la formation et l'expérience des personnes concernées, et que celles-ci vont utiliser afin de s'acquitter de leurs fonctions

au sein du comité, la désignation à titre d'« expert financier du comité de vérification » n'impose pas à ces personnes des tâches, des obligations ou des responsabilités plus grandes que celles imposées à ces personnes en qualité de membres du comité et du conseil en l'absence d'une telle désignation. En fait, le rôle de tout expert financier du comité de vérification, à l'instar du rôle de l'ensemble des membres du comité, consiste à superviser le processus et non pas à attester ou garantir la vérification interne ou externe de l'information financière ou de la présentation de l'information financière de la société.

3. **Composition du comité de vérification**

Le comité se compose d'au moins trois administrateurs, dont une majorité sont des résidents canadiens (au sens attribué à ce terme dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*) et dont la totalité sont non reliés et/ou indépendants au sens attribué à ces termes aux fins des lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis applicables et des règles applicables de toute bourse à la cote de laquelle les actions de la société sont inscrites. Chaque membre du comité doit avoir des compétences financières et au moins un membre doit avoir de l'expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe (au sens attribué à ces termes de temps à autre en vertu des exigences ou des lignes directrices concernant les fonctions au sein du comité de vérification aux termes des lois sur les valeurs mobilières et des règles applicables de toute bourse à la cote de laquelle les titres de la société sont inscrits ou, si ces termes ne sont pas définis, d'après l'interprétation qu'en fait le conseil selon son appréciation commerciale).

4. **Nomination des membres du comité de vérification**

Les membres du comité de vérification sont nommés par le conseil de temps à autre sur la recommandation du comité de la gouvernance et ils demeurent en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivante, jusqu'à la nomination de leurs successeurs si celle-ci survient avant, ou encore jusqu'à la cessation de leurs fonctions à titre d'administrateurs de la société.

5. **Vacances**

Lorsqu'une vacance survient en tout temps au sein du comité de vérification, elle peut être comblée par le conseil sur la recommandation du comité de la gouvernance.

6. **Président du comité de vérification**

Le conseil nomme un président du comité qui a pour fonction :

- a) d'examiner et d'approuver l'ordre du jour de chaque réunion du comité de vérification et, s'il y a lieu, de consulter les membres de la direction;
- b) de présider les réunions du comité de vérification;
- c) de donner à la direction les suggestions et les commentaires formulés par le comité de vérification au sujet des renseignements qui sont ou devraient être fournis au comité de vérification;
- d) de présenter au conseil un rapport sur les activités du comité de vérification en ce qui a trait à ses recommandations, résolutions, mesures et préoccupations;
- e) de se réunir au besoin avec les vérificateurs internes et externes.

7. **Absence du président du comité de vérification**

Si le président du comité de vérification est absent à une réunion du comité de vérification, l'un des autres membres du comité de vérification présent à la réunion est choisi par le comité de vérification pour présider la réunion.

8. **Secrétaire du comité de vérification**

Le secrétaire de la société agit à titre de secrétaire du comité de vérification.

9. Réunions

Le président, ou deux membres du comité de vérification, ou le vérificateur interne, ou les vérificateurs externes, peuvent convoquer une réunion du comité de vérification. Le comité de vérification se réunit au moins une fois par trimestre. Le comité rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes dans le cadre de réunions séparées à huis clos.

10. Quorum

Le quorum est constitué d'une majorité des membres du comité de vérification qui assistent à la réunion en personne ou par téléphone, ou encore au moyen d'un autre dispositif de télécommunication permettant à tous les participants à la réunion de se parler.

11. Avis concernant les réunions

Un avis indiquant l'heure et le lieu de chaque réunion est donné à chaque membre du comité de vérification par écrit ou par télécopie au moins 24 heures avant l'heure prévue pour une telle réunion. Cependant, un membre peut renoncer de quelque façon que ce soit à recevoir un avis concernant les réunions. La participation d'un membre à une réunion constitue une renonciation à l'égard de l'avis concernant la réunion, sauf si le membre participe à la réunion dans le but exprès de s'opposer à ce que soit débattue une question pour le motif que la réunion n'a pas été convoquée de façon licite.

12. Présence des dirigeants et des employés de la société à des réunions

Sur invitation du président du comité, un ou plusieurs dirigeants ou employés de la société peuvent assister à une réunion du comité de vérification.

13. Procédure, dossiers et rapports

Le comité de vérification établit ses propres procédures lors des réunions, conserve des procès-verbaux de ses délibérations et fait rapport au conseil lorsque le comité de vérification le juge opportun, au plus tard à la réunion suivante du conseil.

14. Examen de la charte et évaluation du comité de vérification

Le comité de vérification passe en revue sa charte chaque année ou comme il le juge opportun et, si cela est nécessaire, il propose des modifications au comité de la gouvernance et au conseil. Le comité de vérification passe chaque année en revue son propre rendement.

15. Experts et conseillers externes

Le comité de vérification est autorisé, lorsqu'il le juge nécessaire ou souhaitable, à retenir les services de conseillers juridiques, d'experts externes ou d'autres conseillers, lesquels sont indépendants, et à établir et à régler leur rémunération, aux frais de la société, afin que le comité de vérification ou ses membres reçoivent des conseils indépendants sur quelque question que ce soit.

16. Fiabilité

En l'absence de renseignements réels indiquant le contraire (lesquels renseignements seront transmis sans délai au conseil), chaque membre du comité de vérification a le droit de se fier : (i) à l'intégrité des personnes ou organismes à l'intérieur et à l'extérieur de la société desquels il reçoit des renseignements; (ii) à l'exactitude de l'information financière et autre fournie au comité de vérification par de telles personnes ou de tels organismes; (iii) aux déclarations faites par la direction et les vérificateurs externes quant à tout service de technologie de l'information, de vérification interne ou non lié à la vérification fourni par les vérificateurs externes à la société et à ses filiales.