



TransCanada Corporation

Notice annuelle 2011

Le 13 février 2012

Table des matières

Présentation de l'information	2
Information prospective	2
TransCanada Corporation	3
Structure de l'entreprise	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	9
Activités relatives aux gazoducs	10
Activités relatives aux oléoducs	12
Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux oléoducs	12
Activités relatives à l'énergie	13
Généralités	15
Employés.....	15
Politiques sociales et environnementales	15
Protection de l'environnement.....	16
Facteurs de risque	17
Facteurs de risque en matière d'environnement.....	17
Autres facteurs de risque	19
Dividendes	19
Description de la structure du capital	20
Capital-actions.....	20
Notes	22
DBRS Limited (DBRS)	23
Moody's Investors Service, Inc. (Moody's).....	23
Standard & Poor's « S&P »	23
Marché pour la négociation des titres	24
Actions ordinaires	24
Actions privilégiées de série 1	24
Actions privilégiées de série 3.....	25
Actions privilégiées de série 5.....	25
Administrateurs et dirigeants	25
Administrateurs.....	25
Comités du conseil	27
Dirigeants	27
Conflits d'intérêts	28
Gouvernance	29
Comité d'audit	29
Formation et expérience pertinentes des membres.....	29
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable.....	30
Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes.....	31
Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation	31
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	31
Intérêts des experts	31
Renseignements supplémentaires	31
Glossaire	33
Annexe A	1
Annexe 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 », de la « Société », de « nous », de « notre » et de « nos » 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 de l'entreprise », 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 entités juridiques contrôlées par TransCanada ou TCPL, le cas échéant.

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont arrêtés au 31 décembre 2011 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. 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. L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Certaines parties du rapport de gestion de TransCanada daté du 13 février 2012 (le « rapport de gestion ») sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi, tel qu'il est indiqué ci-dessous. On peut trouver le rapport de gestion sur SEDAR (www.sedar.com) sous le profil de TransCanada.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, TransCanada a adopté les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») aux fins de l'information. Pour de plus amples renseignements sur l'adoption par TransCanada des PCGR des États-Unis, se reporter au rapport de gestion sous les rubriques *Modifications comptables — Modifications comptables futures — PCGR des États-Unis*.

Information prospective

La présente notice annuelle, y compris l'information du rapport de gestion intégrée par renvoi aux présentes, comprend certaines informations prospectives assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les mots « prévoir », « s'attendre à », « pourrait », « devrait », « estimer », « projet », « perspectives », « prévision », « avoir l'intention de », « cible », « plan » ou d'autres expressions semblables sont employés pour identifier cette information prospective. 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 futurs ainsi que des perspectives financières de TransCanada et de ses filiales. Les énoncés prospectifs qui se trouvent dans le présent document peuvent comprendre des énoncés sur :

- les perspectives commerciales prévues,
- le rendement financier de TransCanada et de ses filiales et des membres de son groupe,
- les attentes ou prévisions quant aux stratégies et aux objectifs de croissance et d'agrandissement,
- les flux de trésorerie prévus,
- les coûts prévus,
- les coûts prévus pour les projets en construction,
- les calendriers prévus pour les projets planifiés (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement),
- les processus réglementaires prévus ainsi que leurs résultats,
- les résultats prévus en ce qui concerne les poursuites judiciaires, y compris l'arbitrage,
- les dépenses en immobilisations prévues,
- les résultats d'exploitation et financiers prévus,
- l'effet prévu des engagements futurs et du passif éventuel.

Ces 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 et ne sont pas une garantie du rendement futur. De par leur nature les énoncés prospectifs sont assujettis à diverses hypothèses, à divers risques et à diverses incertitudes, qui pourraient faire en sorte que les résultats et les réalisations réels de TransCanada diffèrent sensiblement des résultats prévus ou des attentes exprimées ou implicites dans ces énoncés.

Les hypothèses principales sur lesquelles les énoncés prospectifs de TransCanada sont fondés comprennent, entre autres, des hypothèses à propos de ce qui suit :

- les taux d'inflation et les prix des produits de base et les prix de capacité,
- le moment des émissions des titres d'emprunt et la couverture de ceux-ci,
- les décisions réglementaires et leurs résultats,
- les décisions d'arbitrage et leurs résultats,
- les cours du change,
- les taux d'intérêt,
- les taux d'imposition,
- les interruptions de service prévues et imprévues et l'utilisation des actifs pipeliniers et énergétiques de la Société,
- la fiabilité et l'intégrité des actifs,
- l'accès aux marchés des capitaux,
- les coûts, les calendriers et les dates d'achèvement prévus de la construction,
- les acquisitions et les dessaisissements.

Les risques et les incertitudes 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,
- le montant des paiements de capacité et des produits des activités ordinaires provenant des activités relatives à l'énergie de la Société,
- les décisions réglementaires et leurs résultats,
- les résultats en ce qui concerne les procédures judiciaires, y compris l'arbitrage,
- l'exécution par la contrepartie,
- les changements aux lois et aux règlements, notamment les lois et règlements environnementaux,
- 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 la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux,
- l'accès aux marchés des capitaux,
- les taux d'intérêt et de change,
- les conditions météorologiques,
- les progrès technologiques,
- la conjoncture économique en Amérique du Nord.

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 Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC »).

Le lecteur est mis en garde de ne pas accorder une importance démesurée à l'information prospective, laquelle est donnée à la date mentionnée dans la présente notice annuelle, ou dans l'information du rapport de gestion intégrée par renvoi dans les présentes, 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 ou à réviser publiquement l'information prospective de la présente notice annuelle ou de l'information du rapport de gestion qui est intégrée par renvoi dans les présentes, que ce soit par suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou autrement, sauf si la loi l'exige.

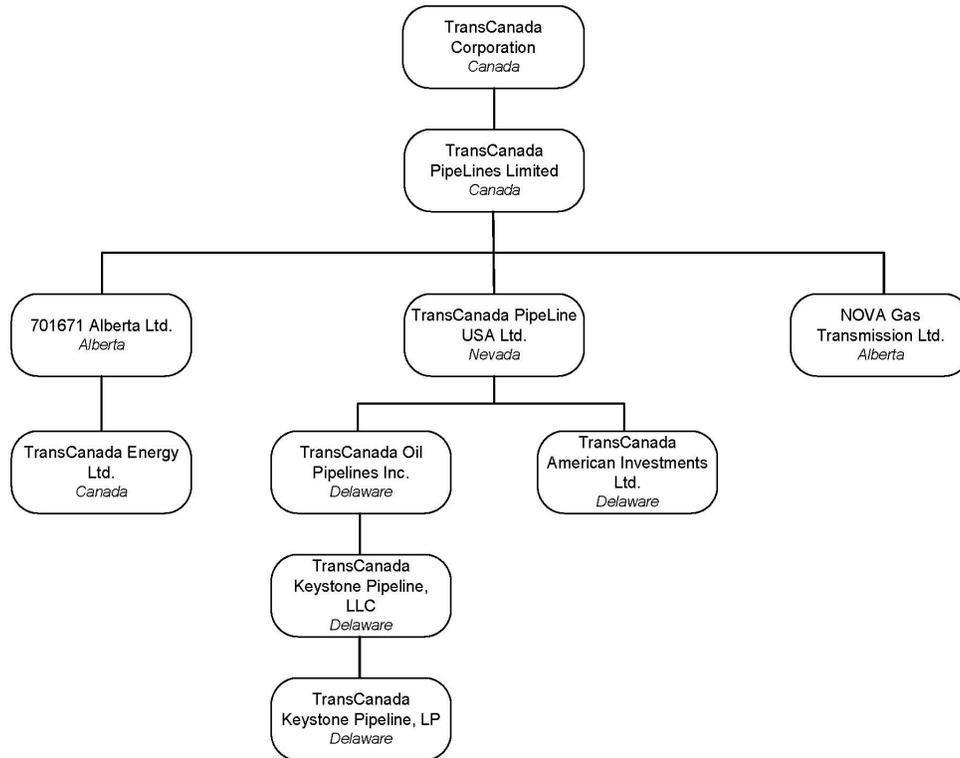
TransCanada Corporation

Structure de l'entreprise

Notre siège social et notre 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 et du dépôt des clauses d'arrangement, l'arrangement a pris effet en date 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. Les titres d'emprunt et les actions privilégiées de TCPL continuent d'être des obligations et des titres de TCPL. TCPL continue d'exercer ses activités à titre de principale filiale en 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 à la fin de l'exercice. Chacune de ces filiales dispose d'actifs totaux dépassant 10 % des actifs consolidés totaux de TransCanada ou des produits des activités ordinaires dépassant 10 % des produits des activités ordinaires consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice. TransCanada a la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, de la totalité des actions comportant droit de vote de chacune de ces filiales, à l'exception de TransCanada Keystone Pipeline, LP dont TransCanada détient indirectement la totalité des participations.



L'organigramme ci-dessus ne comprend pas toutes les filiales de TransCanada. Les actifs et produits des activités ordinaires totaux des filiales exclues ne dépassaient pas 20 % des actifs consolidés totaux ou des produits des activités ordinaires consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice.

Développement général de l'activité

Nos secteurs d'exploitation isolables sont les « gazoducs », les « oléoducs » et l'« énergie ». Les gazoducs et les oléoducs comprennent principalement les gazoducs et les oléoducs de la Société au Canada, aux États-Unis et au Mexique ainsi que nos 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. On peut trouver de plus amples renseignements sur nos activités relatives aux gazoducs, aux oléoducs et à l'énergie dans la présente notice annuelle sous la rubrique *Activités de TransCanada*.

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	
Décembre 2009	L'Office national de l'énergie (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.
Décembre 2010	TransCanada a déposé une demande auprès de l'ONÉ visant l'approbation des droits provisoires de 2011 applicables au réseau principal au Canada, 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 fixé les droits alors courants de 2010 à titre de droits provisoires à compter du 1 ^{er} janvier 2011.
Janvier-février 2011	TransCanada a reçu l'approbation de droits provisoires révisés prenant effet le 1 ^{er} mars 2011; les droits provisoires ont ainsi été augmentés afin de mieux correspondre aux droits calculés conformément au règlement de 2007-2011 conclu avec les parties prenantes. Ils refléteront davantage les coûts et le débit du réseau principal au Canada pour 2011.
Septembre-octobre 2011	TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une proposition de restructuration et demande de droits pour 2012 (la « proposition de restructuration ») visant à améliorer la viabilité économique à long terme du réseau principal au Canada. La demande vise aussi l'approbation des droits pour 2012-2013, y compris un rendement du coût du capital moyen pondéré après impôts de 7,0 % en présumant que la proposition de restructuration est approuvée. La proposition de restructuration comprend la conception des droits et des modifications aux services et à la tarification, une proposition d'amortissement et le prolongement géographique du service du réseau de l'Alberta par l'acquisition de capacité sur le réseau principal au Canada et les réseaux Foothills par NOVA Gas Transmission Ltd. L'audition de la demande (procédure RH-003-2011) est prévue du deuxième au quatrième trimestre de 2012 et une décision devrait être rendue à la fin de 2012 ou au début de 2013.
Novembre 2011	TransCanada a redéposé une demande complémentaire auprès de l'ONÉ afin de construire une nouvelle infrastructure de pipeline de 130 M\$ sur le réseau principal au Canada, afin de recevoir le gaz de schiste Marcellus du point de réception des États-Unis à Niagara Falls en vue de son transport ultérieur aux marchés de l'Est. Sous réserve de l'approbation réglementaire, les livraisons en provenance de Niagara Falls devraient commencer à un taux de 230 millions de pieds cubes par jour (« Mpi ³ /j ») en novembre 2012, puis augmenter pour atteindre 350 Mpi ³ /j en novembre 2013.
Novembre-décembre 2011	TransCanada a demandé et obtenu l'autorisation de mettre en application des droits provisoires pour 2012 sur le réseau principal au Canada avec prise d'effet le 1 ^{er} janvier 2012, au même niveau que les droits définitifs actuellement approuvés pour 2011. L'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada relative à des droits définitifs pour 2011 pour le réseau principal au Canada au niveau des droits qui étaient facturés sur une base provisoire. Les droits définitifs de 2011 ont été calculés conformément aux méthodologies approuvées antérieurement pour les droits et ont été fondés sur les principes contenus dans le règlement de 2007-2011 intervenu avec les parties prenantes, des redressements ayant été apportés afin de réduire l'incidence des droits. Certains aspects des besoins en produits des activités ordinaires de 2011 ont été intégrés à la procédure RH-003-2011 mentionnée ci-dessus.
Réseau de l'Alberta	
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.
Février 2009	TransCanada a annoncé la réussite d'un appel de soumissions fermes, garantissant le soutien pour des contrats de transport fermes de 378 Mpi ³ /j pour le pipeline Horn River.
Février 2010	TransCanada a déposé une demande auprès de l'ONÉ en vue de l'approbation de la construction et de l'exploitation du pipeline Horn River.
Mars 2010	L'agrandissement du corridor centre-nord du réseau de l'Alberta a été achevé.
Mars 2010	Après une audience publique, l'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada visant la construction et l'exploitation du projet de pipeline Groundbirch.
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 des activités ordinaires pour 2010 à 2012.
Août 2010	L'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada datée de novembre 2009 à l'égard du règlement 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 des activités ordinaires 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 des activités ordinaires 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 des activités ordinaires pour 2010 à 2012 et a poursuivi la transition vers la méthodologie des droits approuvée dans le règlement sur la conception tarifaire.
Décembre 2010	Le pipeline Groundbirch a été réalisé et le transport du gaz naturel de la formation de gaz de schiste de Montney jusqu'au réseau de l'Alberta a commencé.
Janvier 2011	TransCanada a reçu de l'ONÉ l'approbation de la construction du pipeline Horn River.

Date	Description du fait nouveau
Mars 2011	TransCanada a commencé la construction du projet Horn River de 275 M\$, dont la date d'achèvement cible est le deuxième trimestre 2012. De plus, la Société a signé une convention afin de prolonger le pipeline Horn River d'environ 100 kilomètres (« km ») (62 milles) à un coût estimatif de 230 M\$. Une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation de ce prolongement a été déposée auprès de l'ONÉ en octobre 2011. Le total des volumes faisant l'objet de contrats pour Horn River, y compris le prolongement, devrait atteindre environ 900 Mpi ³ /j en 2020.
Août 2011	L'ONÉ a approuvé la construction d'un prolongement de 24 km (15 milles) du pipeline Groundbirch, et la construction a commencé en août. La date d'entrée en service prévue est avril 2012.
Octobre 2011	L'intégration commerciale des réseaux de NGTL et d'ATCO Pipelines a commencé. Aux termes d'une convention, les installations de NGTL et d'ATCO Pipelines font l'objet d'une exploitation commerciale à titre d'unique réseau de transport, et le service de transport est fourni aux clients par NGTL conformément au tarif et à l'ensemble de taux et de services de NGTL. La convention identifie en outre des régions géographiques distinctes en Alberta pour la construction de nouvelles installations par NGTL et par ATCO Pipelines.
Octobre 2011	L'ONÉ a approuvé la construction de projets de gazoducs pour le réseau de l'Alberta d'un coût en capital d'environ 910 M\$. Une décision de l'ONÉ est attendue pour d'autres projets de pipelines d'un coût en capital total d'environ 810 M\$.
Novembre-décembre 2011	Les décisions réglementaires par lesquelles les intégrations commerciales des réseaux de NGTL et d'ATCO Pipelines ont été autorisées font l'objet d'appels à la Cour fédérale d'appel. Le moment de l'audition des appels est incertain, mais TransCanada prévoit que ce sera avant la fin de 2012.
Décembre 2011	TransCanada a déposé une demande afin que les droits provisoires de 2012 pour le réseau de l'Alberta prennent effet le 1 ^{er} janvier 2012. Ces droits ont été approuvés sur une base provisoire en attendant le résultat de la décision de l'ONÉ sur la demande déposée pour la proposition de restructuration.
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.
Mars 2011	L'ONÉ a délivré un certificat de commodité et de nécessité publiques pour le projet de gazoduc du Mackenzie.
Projet de pipeline de l'Alaska	
Juin 2009	TransCanada a conclu une entente avec ExxonMobil Corporation pour faire progresser de concert le projet de 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 pipeline de l'Alaska ont présenté des soumissions commerciales conditionnelles pour l'appel de soumissions qui a pris fin en juillet 2010. L'équipe chargée du projet de pipeline de l'Alaska a continué de collaborer avec les expéditeurs afin de régler les offres conditionnelles reçues dans le cadre de l'appel de soumissions du projet en cherchant à respecter l'échéance d'octobre 2012 fixée pour la demande auprès de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (la « FERC ») visant l'option de l'Alberta qui s'étendrait de Prudhoe Bay à des points situés près de Fairbanks et de Delta Junction, puis jusqu'à la frontière entre l'Alaska et le Canada où le pipeline serait raccordé à un nouveau pipeline au Canada.
Janvier 2012	TransCanada a amorcé des discussions initiales avec les producteurs d'Alaska North Slope au sujet d'un tracé de rechange pour le pipeline, l'option de gaz naturel liquéfié, qui s'étendrait de Prudhoe Bay aux installations de gaz naturel liquéfié qui seront construites par des tiers dans le centre-sud de l'Alaska.
Bison	
Décembre 2010	La construction du gazoduc Bison, gazoduc de 487 km (303 milles), a été parachevée.
Janvier 2011	L'exploitation commerciale du gazoduc Bison a commencé.
Mai 2011	TransCanada a clôturé la vente d'une participation de 25 % dans Gas Transmission Northwest LLC et dans Bison Pipeline LLC à TC PipeLines, LP, la valeur totale de l'opération étant de 605 M\$, ce qui comprenait une somme de 81 M\$ US correspondant à 25 % de l'encours de la dette de Gas Transmission Northwest LLC.
GTN	
Mai 2011	TransCanada a clôturé la vente d'une participation de 25 % dans Gas Transmission Northwest LLC et dans Bison Pipeline LLC à TC PipeLines, LP, la valeur totale de l'opération étant de 605 M\$, ce qui comprenait une somme de 81 M\$ US représentant 25 % de l'encours de la dette de Gas Transmission Northwest LLC.
Novembre 2011	La FERC a approuvé une entente de règlement intervenue entre GTN et ses expéditeurs visant de nouveaux tarifs de transport devant être en vigueur de janvier 2012 jusqu'en décembre 2015. Ce règlement exige aussi que GTN dépose de nouveaux tarifs qui entreront en vigueur en janvier 2016.
Great Lakes	
Novembre 2009	La FERC a ouvert une enquête pour établir si les tarifs applicables à Great Lakes étaient justes et raisonnables. Pour donner suite à cette enquête, Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership a déposé une étude des coûts et des produits des activités ordinaires auprès de la FERC en février 2010.
Juillet 2010	La FERC a approuvé sans modification l'entente relative à la stipulation et au règlement conclue entre Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership, 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 Great Lakes.

Date	Description du fait nouveau
Réseau North Baja	
Juillet 2009	TransCanada a réalisé la vente de North Baja Pipeline, LLC à TC PipeLines, LP.
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.
Juin 2011	Le pipeline de Guadalajara a été achevé. TransCanada et la Comisión Federal de Electricidad, société d'électricité appartenant au gouvernement fédéral du Mexique, ont convenu d'ajouter une station de compression de 60 M\$ US au pipeline qui devrait être opérationnel au début de 2013.

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 du fait nouveau
Keystone	
Août 2009	TransCanada est devenue l'unique propriétaire du projet Keystone grâce à l'achat de la participation restante de ConocoPhillips pour un montant de 553 M\$ US et la prise en charge d'une dette à court terme de 197 M\$ US.
Mars 2010	L'ONÉ a approuvé la demande présentée par TransCanada visant à construire et à exploiter le tronçon canadien de l'agrandissement de Keystone vers la côte américaine du golfe du Mexique (« Keystone XL »).
Avril 2010	Le Département d'État des États-Unis a délivré un projet d'énoncé des incidences environnementales de Keystone XL.
Juin 2010	L'exploitation de Keystone a commencé à une pression de service maximale réduite à mesure que l'on a commencé à livrer du pétrole de Hardisty, en Alberta, à Wood River et Patoka, en Illinois (« Wood River/Patoka ») avec la première section de Keystone.
Novembre 2010	Les appels de soumissions relatifs aux projets Marketlink de Bakken et Marketlink de Cushing, lancés en septembre 2010, ont été clôturés avec succès.
Décembre 2010	L'ONÉ a retiré la restriction concernant la pression de service maximale réduite à la section de conversion canadienne de la section Wood River/Patoka de Keystone à la suite de la réalisation d'inspections internes.
Quatrième trimestre de 2010	La construction de la deuxième section de Keystone prolongeant le pipeline de Steele City, au Nebraska, jusqu'à Cushing, en Oklahoma (le « prolongement vers Cushing ») a été achevée et le pétrole a commencé à transiter par Cushing fin 2010.
Janvier 2011	Des modifications d'exploitation exigées ont été réalisées à la section de conversion canadienne de Keystone. Par conséquent, le réseau a pu fonctionner selon la pression nominale approuvée.
Février 2011	La mise en service commerciale du prolongement vers Cushing a commencé et la Société a commencé à inscrire des bénéfices pour la phase Wood River/Patoka.
Mai 2011	Des droits révisés sont entrés en vigueur pour la section Wood River/Patoka.
Deuxième trimestre de 2011	La Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration du Department of Transportation des États-Unis a délivré une ordonnance exigeant des mesures correctives pour Keystone par suite de deux incidents en surface aux stations de pompage dans le Dakota du Nord et au Kansas. TransCanada a déposé un plan de redémarrage auprès de la Pipeline and Hazardous Material Safety Administration des États-Unis, qui a été approuvé en juin 2011.
Août 2011	TransCanada a reçu un énoncé des incidences environnementales finales au sujet de la demande de permis présidentiel américain pour Keystone XL.
Novembre 2011	Le Département d'État des États-Unis a annoncé qu'une analyse plus poussée des options de tracés pour Keystone XL serait nécessaire, l'accent étant mis sur la région Sandhills du Nebraska. L'examen pourrait être achevé dès le premier trimestre de 2013.
Décembre 2011	TransCanada a annoncé qu'elle avait reçu des engagements fermes supplémentaires à l'appui de Keystone XL après la conclusion de l'appel de soumissions pour Keystone Houston Lateral, qui a commencé en août 2011.
Janvier 2012	Le Département d'État des États-Unis a rejeté la demande de TransCanada visant un permis présidentiel pour la construction de Keystone XL. La Société prévoit soumettre une demande de permis présidentiel révisée pour Keystone XL.

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 du fait nouveau
Ravenswood	
Mai 2009	L'unité 30 de 981 MW de Ravenswood est revenue en service. Après la clôture de l'acquisition de Ravenswood en août 2008, TransCanada a connu un arrêt forcé lié à l'unité. TransCanada a déposé des réclamations à l'encontre des assureurs afin de faire valoir ses droits aux termes des polices d'assurance, et des poursuites sont en cours.
Troisième et quatrième trimestre de 2011	Depuis juillet 2011, les prix du disponible pour les ventes de capacité dans le marché de la zone J à New York ont été touchés de façon négative par la manière dont le New York Independent System Operator (le « NYISO ») a appliqué les règles d'établissement des prix pour une nouvelle centrale qui a récemment commencé à desservir ce marché. TransCanada croit que cette application des règles d'établissement des prix par le NYISO est en contravention directe d'une série d'ordonnances de la FERC qui régissent la façon dont la capacité d'un nouveau participant doit être traitée aux fins de la détermination des prix de capacité. TransCanada et d'autres parties ont déposé des plaintes officielles auprès de la FERC qui sont actuellement en instance. Le résultat des plaintes et l'incidence à plus long terme que ce fait nouveau peut avoir sur Ravenswood ne sont pas connus. Au cours du troisième trimestre de 2011, le processus de rétablissement de la courbe de la demande a été achevé après l'acceptation par la FERC du dépôt de conformité du 22 septembre 2011 du NYISO. Il en est résulté des taux de courbe de la demande accrue qui s'appliquent dorénavant jusqu'à 2014. Tant que les mesures prises par le NYISO mentionnées ci-dessus relativement à l'établissement des prix pour le nouveau réacteur ne sont pas réglées, les prix de capacité devraient demeurer volatils.
Bécancour	
Juin 2011	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 tout au long de l'année 2012. Aux termes de la convention initiale, Hydro-Québec a l'option de prolonger la suspension tous les ans jusqu'au rétablissement des niveaux régionaux de demande d'électricité. TransCanada continue de recevoir des paiements de capacité aux termes de la convention semblables aux paiements qu'elle aurait reçus dans le cours normal de ses activités.
Bruce Power	
Novembre 2011	Bruce Power a commencé l'arrêt de West Shift Plus pour une période d'environ six mois dans le cadre de la stratégie de prolongement de la durée du réacteur 3. Sous réserve de l'approbation réglementaire, le réacteur 3 devrait revenir en service au deuxième trimestre de 2012.
Février 2011	La convention de mise en œuvre de la remise à neuf de Bruce Power (la « CMORNBP ») a été modifiée pour reporter la date de suspension des paiements de soutien conditionnels pour Bruce A du 31 décembre 2011 au 1 ^{er} juin 2012. Les paiements de soutien conditionnels reçus de l'OEO par Bruce A correspondent à l'écart entre les prix fixes aux termes de la CMORNBP et les prix du disponible sur le marché. En conséquence, toute la production de Bruce A sera assujettie aux prix du disponible à compter du 1 ^{er} juin 2012 jusqu'au redémarrage des réacteurs 1 et 2. Bruce Power et l'OEO ont modifié certaines conditions de la CMORNBP en juillet 2009. Les modifications comprenaient : des modifications du mécanisme de prix plancher de Bruce B, le retrait d'un plafond pour les paiements de soutien pour Bruce A, une modification du mécanisme de partage des coûts en capital et l'ajout d'une disposition pour les paiements relatifs à la production réputée à Bruce Power aux prix contractuels dans des circonstances où 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. Aux termes de la CMORNBP initiale, qui a été signée en 2005, Bruce A s'est engagé 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. L'alimentation en combustible du réacteur 2 et du réacteur 1 est maintenant achevée et les phases finales de la mise en service du réacteur 2 sont en cours. Sous réserve de l'approbation réglementaire, Bruce Power devrait commencer l'exploitation commerciale du réacteur 2 au premier trimestre de 2012 et l'exploitation commerciale du réacteur 1, au troisième trimestre de 2012.
Portlands Energy	
Avril 2009	Mise en service complète de la centrale électrique Portlands Energy de 550 mégawatts (« MW »).
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 donnerait pas suite au projet de centrale d'Oakville.
Août 2011	TransCanada, le gouvernement de l'Ontario et l'OEO ont conclu une entente officielle afin d'utiliser l'arbitrage pour régler un différend découlant de la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans conclu avec l'OEO mentionné ci-dessus.
Parc éolien Cartier	
Troisième trimestre de 2009	Les travaux de construction ont commencé au parc éolien de Gros-Morne (212 MW) et de Montagne-Sèche (58 MW) du parc éolien Cartier.
Novembre 2011	Le projet Montagne-Sèche et la première phase du projet Gros-Morne ont été achevés.

Date	Description du fait nouveau
Coolidge	
Août 2009	TransCanada a commencé la construction de la centrale électrique Coolidge de 575 MW.
Mai 2011	La centrale électrique Coolidge a été achevée et mise en service.
Parc éolien Kibby	
Octobre 2009	La première phase du parc éolien Kibby, qui comprend 22 turbines totalisant 66 MW, a été réalisée et mise en service.
Octobre 2010	La deuxième phase du parc éolien Kibby, qui comprend 22 turbines totalisant 66 MW, a été réalisée et mise en service.
Sundance	
Février 2011	TransCanada a reçu un avis de TransAlta Corporation (« TransAlta ») aux termes du contrat d'achat d'électricité de Sundance A selon lequel TransAlta a établi que les réacteurs 1 et 2 de Sundance ne peuvent être réparés, remplacés, reconstruits ou restaurés de façon économique et que TransAlta cherche par conséquent à mettre fin au contrat d'achat d'électricité à l'égard de ces réacteurs. En décembre 2010, les réacteurs 1 et 2 de Sundance ont été retirés du service et ont fait l'objet d'une prétention de force majeure par TransAlta en janvier 2011. TransCanada a contesté les deux prétentions dans le cadre du processus de règlement des différends obligatoire prévu dans le contrat d'achat d'électricité et les deux affaires seront entendues dans le cadre d'un processus d'arbitrage obligatoire unique. Le groupe d'arbitrage a fixé une audition en avril 2012 pour ces prétentions.
Halton Hills	
Septembre 2010	La centrale électrique Halton Hills, de 683 MW, a été réalisée et mise en service.
Énergie solaire de l'Ontario	
Décembre 2011	Sous réserve d'un certain nombre de conditions préalables, TransCanada a convenu d'acheter auprès de Canadian Solar Solutions Inc. neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité combinée de 86 MW en contrepartie d'environ 470 M\$.

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 49 % des produits des activités ordinaires et 48 % des actifs totaux de TransCanada, tandis que le secteur des oléoducs comptait pour environ 9 % des produits des activités ordinaires et 19 % des actifs totaux de TransCanada; l'énergie comptait quant à elle pour environ 42 % des produits des activités ordinaires et 29 % des actifs totaux de TransCanada. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires de TransCanada provenant des activités par secteur et par région géographique pour les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010.

Produits des activités ordinaires provenant des activités (en M\$)	2011	2010
Gazoducs		
Canada - marché intérieur	2 187 \$	2 125 \$
Canada - marché de l'exportation ⁽¹⁾	787	837
États-Unis et autres pays	1 526	1 411
	4 500	4 373
Oléoducs		
Canada - marché intérieur	-	-
Canada - marché de l'exportation ⁽¹⁾	300	-
États-Unis et autres pays	527	-
	827	NÉANT
Énergie⁽²⁾		
Canada - marché intérieur	2 649	2 243
Canada - marché de l'exportation ⁽¹⁾	-	1
États-Unis et autres pays	1 163	1 447
	3 812	3 691
Total des produits des activités ordinaires⁽³⁾	9 139 \$	8 064 \$

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

(2) Les produits des activités ordinaires comprennent les ventes de gaz naturel.

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

Le texte qui suit est une description des trois principaux secteurs d'activité de TransCanada.

Activités relatives aux gazoducs

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 est un réseau de pipelines qui s'étend sur 14 101 km (8 762 milles), soit de la frontière est 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 est un réseau de pipelines d'une longueur de 24 373 km (15 145 milles) situé en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique (la « C.-B. ») qui collecte le gaz naturel destiné à la province de l'Alberta et l'achemine jusqu'à divers points frontaliers qui sont raccordés au réseau principal au Canada et à Foothills ainsi qu'à des gazoducs de tiers. Au cours des trois derniers exercices terminés, TransCanada a apporté les améliorations suivantes à la capacité d'exploitation du 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.
 - Le pipeline Groundbirch a été achevé en décembre 2010 et relie le réseau de l'Alberta aux approvisionnements gaziers à partir de la formation de gaz de schiste de Montney au nord-est de la C.-B.
 - TransCanada continue à faire progresser le développement de gazoducs en C.-B. et en Alberta afin d'assurer le transport du gaz provenant de l'approvisionnement en gaz de schiste non classique comme il est décrit ci-après :
 - En janvier 2011, l'ONÉ a autorisé TransCanada à construire le projet de pipeline Horn River, qui constitue un prolongement du réseau de l'Alberta visant à acheminer la production provenant des nouveaux approvisionnements en gaz de schiste du bassin de Horn River au nord de Fort Nelson, en C.-B. Le pipeline Horn River devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2012. La Société a signé une convention afin de prolonger le pipeline Horn River d'environ 100 km (62 milles), et une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation de ce prolongement a été déposée auprès de l'ONÉ en octobre 2011. Ce prolongement devrait commencer en 2014;
 - La Société a déposé auprès de l'ONÉ des demandes d'approbation d'agrandissements du réseau de l'Alberta afin de répondre aux demandes de service de transport de gaz naturel supplémentaires sur les tronçons nord-ouest et nord-est du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ces nouvelles demandes devraient nécessiter des prolongements et des agrandissements supplémentaires du réseau de l'Alberta.
- Foothills est un réseau de pipelines de 1 241 km (771 milles) situé dans l'Ouest canadien qui achemine du gaz naturel à des fins d'exportation 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) et 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 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. TransCanada a une participation de 50 % dans TQM qui est exploité 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 :

- ANR est un réseau de pipelines qui s'étend sur 16 656 km (10 350 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 sont les propriétaires-exploitants offrent des services de stockage de gaz réglementés à des clients des réseaux ANR et 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 de 250 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).
- GTN est un réseau de pipelines 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 »). TransCanada exploite GTN et est propriétaire effectif de 83,3 % du réseau grâce à la combinaison de sa propriété directe et de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP qui est propriétaire d'une participation de 25 % dans le pipeline.
- Great Lakes est un réseau de pipelines 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 américains. TransCanada exploite Great Lakes et est propriétaire effectif de 69,0 % de ce réseau grâce à sa participation de 53,6 % et à une participation indirecte dont elle dispose par le truchement de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.
- Bison est un pipeline de 487 km (303 milles) qui relie le bassin de la rivière Powder, au Wyoming, au pipeline Northern Border du comté de Morton, dans le Dakota du Nord. Bison est entré en service en janvier 2011. TransCanada exploite Bison et est propriétaire effectif de 83,3 % du réseau grâce à la combinaison de sa participation directe et de sa propriété indirecte, dont elle dispose par le truchement de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.
- Northern Border appartient à TC PipeLines, LP à hauteur de 50 %. Ce réseau de gazoducs s'étend sur 2 265 km (1 407 milles) et dessert le Midwest américain. TransCanada exploite Northern Border et détient une propriété effective de 16,7 % dans ce réseau par le truchement de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.
- Tuscarora est la propriété exclusive de TC PipeLines, LP. TransCanada exploite Tuscarora, réseau de pipelines qui s'étend sur 491 km (305 milles) et achemine du gaz naturel de GTN à Malin, en Oregon, à Wadsworth, au Nevada, avec des points de livraison dans le nord-est de la Californie et dans le nord-ouest du Nevada. TransCanada détient une propriété effective de 33,3 % dans ce réseau par le truchement de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.
- TC PipeLines, LP a la propriété exclusive de North Baja. TransCanada exploite North Baja, réseau de pipelines 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 exploite North Baja et a une propriété effective de 33,3 % dans ce réseau par le truchement de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.
- Iroquois est un réseau de pipelines 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).
- 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 détient une participation de 33,3 % 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 est propriétaire d'une participation de 50 % dans Northern Border, d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes, d'une participation de 25 % dans GTN, d'une participation de 25 % dans Bison, d'une participation de 100 % dans Tuscarora et d'une participation de 100 % dans North Baja.

- Le projet de pipeline de l'Alaska est composé d'un gazoduc et d'une usine de traitement proposés. Le gazoduc s'étendrait sur 2 737 km (1 700 milles) à partir de l'usine de traitement du gaz naturel de Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta, ou à un gazoduc de remplacement à Valdez, en Alaska. Le projet de pipeline de l'Alaska est un effort commun entre TransCanada et ExxonMobil Corporation.

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 pour le secteur industriel 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 de Guadalajara a été achevé en juin 2011 et il s'étend sur 310 km (193 milles) transportant du gaz naturel d'un terminal de gaz naturel liquifié situé près de Manzanillo, sur la côte Pacifique du Mexique, jusqu'à Guadalajara, au Mexique.

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*, *Gazoducs — Possibilités et faits nouveaux* et *Gazoducs — Analyse financière*.

Activités relatives aux oléoducs

Le réseau d'oléoducs Keystone de la Société et d'autres occasions dans le secteur des oléoducs de TransCanada sont décrits ci-après.

Keystone est un oléoduc de 3 467 km (2 154 milles) qui s'étend de Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et de Patoka, en Illinois, et de Steele City, au Nebraska, jusqu'à Cushing, en Oklahoma. L'exploitation commerciale des sections Wood River/Patoka et du prolongement vers Cushing a commencé respectivement en juin 2010 et en février 2011. En janvier 2012, le Département d'État des États-Unis a refusé la demande de TransCanada visant la construction de Keystone XL, prolongement et agrandissement de 2 673 km (1 661 milles) du pipeline vers la côte américaine du Golfe du Mexique. La Société a l'intention de redemander un permis présidentiel pour Keystone XL.

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

Gazoducs

Aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie (Canada), le réseau principal au Canada, TQM, Foothills et le réseau de l'Alberta (collectivement, les « Réseaux ») sont réglementés par l'ONÉ. L'ONÉ détermine les droits qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts de transport du gaz naturel, notamment le rendement du capital (amortissement) et 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 chacun des Réseaux. Le résultat net des réseaux varie en fonction des changements apportés à la base tarifaire, du rendement des capitaux propres autorisé et de la possibilité de produire des revenus incitatifs.

Oléoducs

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, ainsi que l'exploitation matérielle du tronçon canadien du réseau Keystone. L'ONÉ doit par ailleurs approuver l'ajout d'installations. Les tarifs du service de transport sur le réseau Keystone sont calculés conformément à une méthodologie convenue dans les contrats de service de transport intervenus entre Keystone et ses expéditeurs et sont approuvés par l'ONÉ.

États-Unis

Gazoducs

Les pipelines dont TransCanada est entièrement ou partiellement propriétaire aux États-Unis, notamment les réseaux ANR, Bison, GTN, Great Lakes, Iroquois, Portland, Northern Border, 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.

Oléoducs

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 des droits de passage réglementent également la construction et le choix de sites de Keystone.

Activités relatives à l'énergie

Notre secteur de l'énergie 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 le développement, la construction et 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, au total, 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, le reste, soit quelque 35 %.

TransCanada est propriétaire-exploitante des installations suivantes :

- La centrale électrique Ravenswood, est une centrale de 2 480 MW située dans le Queen's, à New York, constituée d'unités multiples qui utilisent des turbines à vapeur bicom bustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion.
- Halton Hills, centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 683 MW, située à Halton Hills, en Ontario, qui fait l'objet d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans conclue avec l'OEO.
- Parc éolien Kibby, parc éolien de 132 MW situé dans les cantons de Kibby et Skinner, dans le Maine.
- 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 installations hydroélectriques dont des centrales, avec barrages et réservoirs connexes, d'une capacité de production totale de 583 MW.
- Ocean State Power, installation à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 560 MW, située à Burrillville, dans le Rhode Island.
- Bécancour, 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.
- 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, 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, 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 de TransCanada.

- Edson, installation de stockage souterraine de gaz naturel raccordée au réseau de l'Alberta et située près d'Edson, en Alberta.
- Coolidge, centrale de pointe alimentée au gaz naturel à cycle simple de 575 MW située en Arizona. Coolidge, qui a été mise en service en mai 2011, est exploitée conformément à un contrat d'achat d'électricité de 20 ans conclu avec le Salt River Project Agricultural Improvement and Power District.

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 a aussi une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a un contrat d'achat d'électricité qui expire en 2020 visant la totalité de la production de l'aménagement énergétique Sundance B de 706 MW. Les installations de Sundance sont situées dans le centre-sud de l'Alberta.
- L'installation de 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 :

- Bruce Power est une installation de production d'énergie nucléaire située dans le nord-ouest de Toronto, en Ontario, qui comprend Bruce A et Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs de 750 MW, dont deux sont en voie d'être remis à neuf. L'exploitation commerciale des deux réacteurs qui sont en voie d'être remis à neuf devrait reprendre au premier trimestre et au troisième trimestre de 2012, respectivement. Bruce B compte quatre réacteurs en service d'une capacité combinée de 3 200 MW. Bruce A sous-loue les réacteurs 1 à 4 de Bruce B et Bruce B est constitué des réacteurs 5 à 8. TransCanada est propriétaire d'une participation de 48,8 % dans Bruce A et d'une participation de 31,6 % dans Bruce B.
- Une propriété de 60 % dans CrossAlta, 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. TransCanada est propriétaire de CrossAlta à hauteur de 60 % et, en vertu d'une convention conclue avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2011, est maintenant l'exploitante de l'installation.
- Une participation de 62 % dans le projet de parc éolien Cartier. L'exploitation commerciale de Carleton (109 MW), d'Anse-à-Valleau (101 MW) et de Baie-des-Sables (110 MW) a débuté en novembre 2008, en novembre 2007 et en novembre 2006, respectivement. L'exploitation commerciale de Montagne-Sèche (58 MW) et de la première phase de Gros-Morne (101 MW) a commencé en novembre 2011. La deuxième phase de Gros-Morne (111 MW) devrait être opérationnelle en décembre 2012. Toute l'énergie produite par le parc éolien Cartier est vendue à Hydro-Québec Distribution aux termes d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans.
- Portlands Energy, centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné d'une puissance de 550 MW située à Toronto, en Ontario, dont TransCanada est propriétaire à hauteur de 50 %, est exploitée par TransCanada aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'ONÉ.

De plus amples renseignements sur les avoirs de la Société 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 4 300 employés actifs à temps plein, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Calgary	1 955
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	451
Houston	467
Midwest américain	440
Nord-est des États-Unis	403
Est du Canada	253
Sud-est des États-Unis/côte du Golfe	246
Côte ouest des États-Unis	79
Mexique et Amérique du Sud	5
Total	4 299

Politiques sociales et environnementales

Les questions de santé, de sécurité et d'environnement (« SSE ») sont de première importance pour l'exploitation et les activités de TransCanada dans son ensemble. Ces questions sont régies par notre énoncé d'engagement en matière de SSE 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 notre engagement à l'égard de la protection de l'environnement. Tous les employés sont responsables des résultats de TransCanada en matière de SSE. Nous nous sommes engagés à être un chef de file dans l'industrie en exerçant nos activités en conformité avec l'ensemble des lois et règlements, voire à dépasser nos obligations à cet égard, et à réduire au minimum les risques pour le public et pour l'environnement. Nous nous sommes également engagés à améliorer constamment nos résultats en SSE, 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. Nous nous efforçons de faire affaire avec des sociétés et des entrepreneurs qui partagent notre point de vue et nos attentes au sujet des résultats en SSE et de les inciter à améliorer leurs résultats collectifs. Nous nous engageons à respecter les divers milieux et cultures avec lesquels nous sommes en contact dans le cadre de nos activités, et nous favorisons une communication ouverte avec nos parties prenantes.

Le comité santé, sécurité et environnement de notre conseil d'administration (le « conseil ») surveille le respect de la politique SSE de la Société au moyen de rapports réguliers. Le système de gestion de SSE intégré de TransCanada se fonde sur la norme de l'Organisation internationale de normalisation pour les systèmes de gestion de l'environnement, ISO 14001, et sur la Occupational Health and Safety Assessment Series (OHSAS 18001) pour la santé et la sécurité au travail. Notre système de gestion de SSE est conforme aux normes consensuelles sectorielles externes et à des programmes de réglementation volontaires et respecte les exigences législatives applicables et divers autres systèmes de gestion interne. Les ressources visent les secteurs qui présentent des risques importants en SSE 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 et/ou significatifs en matière de SSE par le truchement de procédés formels de communication de l'information et de gestion des incidents. Le système de gestion de SSE 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 2009 et n'a pas permis de déceler de problèmes importants. Le système de gestion de SSE est assujéti à un examen interne et externe continu pour en assurer l'efficacité à mesure que les circonstances évoluent.

La sécurité, qui est l'une des priorités de TransCanada, fait partie de la culture d'entreprise pour nos employés. En 2011, l'un de nos objectifs a consisté à encourager l'obtention de résultats en matière de santé et sécurité d'année en année. Dans l'ensemble, les taux de fréquence relativement à la sécurité de TransCanada en 2011 ont continué d'être meilleurs que la plupart des taux de référence de l'industrie.

La sécurité et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement développée sont 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. Nous prévoyons dépenser environ 322 M\$ en 2012 relativement à l'intégrité des pipelines que nous exploitons, ce qui constitue une augmentation d'environ 78 M\$ par rapport au montant dépensé en 2011 et reflète principalement la hausse du niveau des inspections internes des pipelines, de tous les réseaux. Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres que les dépenses en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos 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 transport 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. Notre dossier de sécurité des pipelines en 2011 a continué d'être plus reluisant que les dossiers de référence de l'industrie. Nous avons connu deux ruptures de pipeline en 2011 sur les pipelines que nous exploitons. La première rupture est survenue dans une partie éloignée du Nord de l'Ontario sur le réseau de pipelines du réseau principal au Canada. La deuxième rupture est survenue dans une partie éloignée du Wyoming sur le réseau de pipelines Bison. 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 légèrement supérieures à celles des exercices précédents en raison d'une augmentation des dépenses effectuées pour réparer les dommages découlant des écoulements excessifs de 2011 causés par l'ouragan Irène.

Des contrôles environnementaux, y compris la conception physique, des programmes, des procédures et des processus sont en place afin de gérer efficacement les facteurs de risque en matière d'environnement de TransCanada. En ce qui concerne les risques physiques découlant des changements climatiques, nous avons 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 de la Société. Les mesures visent à protéger la santé et la sécurité de nos employés et à limiter l'incidence sur l'environnement de perturbations de l'exploitation causées par une catastrophe naturelle.

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 d'affaires, 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 notre stabilité et de notre succès financiers. Les gouvernements de l'Amérique du Nord élaborent des programmes à long terme en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre (les « 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 permettra à TransCanada de tirer partie de ces occasions.

Engagement envers les autochtones, les autochtones américains et les parties prenantes

Nous reconnaissons qu'un niveau amélioré d'engagement avec un grand nombre de parties prenantes dans le cadre de nos activités commerciales peut avoir d'importantes répercussions sur la capacité de la Société d'obtenir l'approbation de nouveaux actifs et de maintenir nos licences sociales d'exploitation. TransCanada a mis en place un certain nombre de politiques, de principes directeurs et de pratiques afin d'aider à gérer l'engagement envers les parties prenantes. TransCanada a adopté un code d'éthique des affaires qui s'applique à nos employés 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 est affiché sur notre site Web (www.transcanada.com).

Notre approche 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/autochtones américains et la reconnaissance de l'importance que ces communautés accordent à la terre; notre conviction que les parties prenantes doivent prendre part à nos projets dès leur début et tout au long de leur développement jusqu'à leur exploitation.

Protection de l'environnement

Les installations de TransCanada sont assujetties à des lois et des règlements fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux stricts sur l'environnement qui régissent la protection de l'environnement, notamment les émissions dans l'atmosphère et les émissions de GES, la qualité de l'eau, l'évacuation des eaux usées et la gestion des déchets. Ces lois et règlements exigent généralement l'obtention de bon nombre d'enregistrements, de licences, de permis et d'autres approbations environnementales relativement aux installations, ou le respect de nombreuses exigences en matière d'environnement. Le non-respect de ces lois et règlements peut entraîner l'imposition de pénalités et amendes administratives, civiles ou criminelles, de mesures correctives et/ou le prononcé d'ordonnances concernant les activités futures. Nous appliquons des programmes d'inspection continue conçus pour veiller à ce que toutes nos installations respectent les obligations environnementales.

Au 31 décembre 2011, TransCanada avait inscrit un passif d'environ 69 M\$ (84 M\$ en 2010) relativement à des obligations de remise en état des lieux et à des dépenses de conformité découlant de certains règlements sur l'environnement. Nous croyons que la Société a tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et a accumulé des réserves suffisantes pour répondre à ses obligations en matière d'environnement. Toutefois, il est possible que des imprévus surviennent et nous 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.

La Société est propriétaire d'actifs dans quatre régions, soit l'Alberta, le Québec, la C.-B. et le nord-est des États-Unis qui réglementent les émissions industrielles de GES. Nous avons établi des procédures afin de nous 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 à un seuil d'intensité de 12 % en dessous d'un seuil moyen de départ. Nos installations situées en Alberta sont assujetties à ce règlement, tout comme les centrales alimentées au charbon de Sundance et Sheerness à l'égard desquelles TransCanada a certains droits aux termes de contrats d'achat d'électricité. TransCanada a mis en place un programme 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 recouvertes 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 liées aux émissions de GES de 13 M\$ pour 2011 (22 M\$ en 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 2011, les coûts de la redevance sur l'hydrocarbure pour la centrale de Bécancour étaient inférieurs à 1 M\$ en raison d'une convention conclue par TransCanada et Hydro-Québec visant à suspendre temporairement la production d'électricité de cette centrale électrique.

La taxe sur les émissions carboniques de la C.-B., qui est entrée en vigueur au milieu de 2008, s'applique aux émissions de dioxyde de carbone (« 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 2011 se sont chiffrés à environ 3 M\$ (4 M\$ en 2010). Les coûts par tonne de CO₂ passeront de 25,00 \$ à 30,00 \$ en juillet 2012.

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 ont dû 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 de 4 M\$ en 2011 (5 M\$ 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 à nos installations en exploitation comprennent généralement : les émissions dans l'atmosphère et les émissions de GES; les répercussions éventuelles sur les terrains, y compris la remise en état des terrains ou de la restauration des sols à la suite d'activités de construction; l'utilisation, l'entreposage et l'émission d'hydrocarbures ou d'autres produits chimiques; 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.

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 entraîné des variations de la distribution du pergélisol; toutefois, seulement un très petit tronçon de nos réseaux de pipelines est situé dans les régions de pergélisol. Si nous construisons de nouvelles installations dans ces régions du nord, la conception des installations de la Société devra tenir compte des variations éventuelles de la distribution du pergélisol.

Comme il est mentionné précédemment, nos activités sont régies par des lois et règlements en matière d'environnement qui établissent des obligations de conformité et de remise en état. 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 remise en état 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'étude préliminaire des lieux ou des conventions préliminaires;
- de la découverte éventuelle de nouveaux sites contaminés ou de renseignements supplémentaires sur des sites contaminés 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 des lois et des règlements en matière d'environnement, notamment leur interprétation et leur application;
- des litiges potentiels sur des actifs existants ou abandonnés.

Modifications apportées aux lois et aux règlements

Les effets des lois, des règlements et des lignes directrices fédéraux, étatiques et/ou provinciaux, nouveaux ou proposés, portant sur la sécurité et l'environnement, ainsi que leur application au Canada et aux États-Unis sur nos activités n'ont pas encore été établis. Nos hypothèses 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 la tarification ou d'ententes commerciales existantes. 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 formuler des commentaires relativement aux 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 Substances Control Act* qui régit l'utilisation autorisée des diphényles polychlorés dans certains équipements. Après un examen des commentaires, l'EPA a indiqué que l'autorisation de l'utilisation pour les pipelines demeurera probablement en place mais que les exigences pour utiliser l'autorisation peuvent devenir plus strictes. Ces modifications entraîneraient probablement une augmentation des coûts pour nos pipelines touchés. Les règles de l'EPA proposées sont attendues en 2012.

Au Canada, l'élaboration des principaux éléments d'un Système de gestion de la qualité de l'air (le « SGQA ») s'est poursuivie en 2011 après l'acceptation du SGQA en octobre 2010 par le Conseil canadien des ministres de l'environnement. Deux aspects clés du SGQA sont particulièrement intéressants pour nous : les exigences de base relatives aux émissions industrielles, qui présument que toutes les principales sources industrielles d'émissions au Canada devraient respecter une performance environnementale de base; et la gestion des zones atmosphériques, qui vise à s'attaquer aux sources de la pollution atmosphérique et préconise les mesures nécessaires pour garantir qu'un niveau déterminé de qualité de l'air soit amélioré ou maintenu dans une région donnée. Même si nos installations situées au Canada seraient probablement touchées par le SGQA, l'incidence financière éventuelle de ce projet n'est pas connue actuellement.

La réglementation des émissions de polluants atmosphériques aux termes de la *Clear Air Act* des États-Unis et des règlements étatiques est en évolution. Bon nombre d'initiatives de l'EPA pourraient se traduire par de nouvelles exigences, allant de l'obligation d'installer du matériel amélioré de contrôle des émissions à 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, nous prévoyons que la surveillance et le contrôle des émissions atmosphériques engendreront des coûts supplémentaires.

En plus des politiques sur les changements climatiques déjà en place, des initiatives fédérales, régionales, étatiques 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, nous prévoyons que la plupart des installations de la Société au Canada et aux États-Unis sont ou seront assujetties à la réglementation fédérale et/ou régionale en matière de changements climatiques visant à gérer les émissions de GES industriels.

En août 2011, le gouvernement canadien a publié le premier projet de règlement propre au secteur qui aura une incidence sur les émissions industrielles de GES. Ce règlement proposé est centré sur la production d'électricité à partir du charbon et exige une norme de rendement du gaz naturel pour toutes les installations alimentées au charbon qui parviennent à la fin de leur durée économique. Le projet de règlement devrait entrer en vigueur en juillet 2015. Ce processus ne devrait pas poser de risque important pour nos installations existantes ou avoir une incidence financière importante sur celles-ci et peut présenter des possibilités pour l'investissement dans la production de nouvelles sources d'énergie. Des secteurs supplémentaires, notamment la production d'électricité à partir du gaz naturel et les secteurs des installations pétrolières et gazières d'amont, devraient amorcer des consultations avec Environnement Canada.

La Western Climate Initiative (la « WCI ») continue de travailler à la mise en application d'un programme régional de plafonnement et d'échange. La Californie et le Québec sont les seuls membres de la WCI dotés de règlements de plafonnement et d'échange. En décembre 2011, le gouvernement du Québec a adopté le « Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre ». La phase initiale du système de plafonnement et d'échange commencera le 1^{er} janvier 2013. Le règlement aura une incidence limitée sur la centrale et les actifs de gazoduc de Bécancour de TransCanada. En ce qui concerne la Californie, le Air Resources Board a adopté un règlement de plafonnement et d'échange en octobre 2011. Le règlement est divisé en deux phases : la première, commençant en 2013, comprendra toutes les principales sources industrielles et tous les principaux services publics d'électricité; la deuxième, commençant en 2015, couvrira les distributeurs de carburants de transport, de gaz naturel et d'autres carburants. Le règlement peut toucher l'importation d'électricité de la Société dans l'État.

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 nous exerçons des activités. Nous poursuivons également nos programmes pour gérer les émissions de GES de nos installations et pour évaluer de nouvelles méthodes et de nouvelles technologies qui amélioreraient l'efficacité et diminueraient les taux d'émission de GES. Par exemple, en 2011, TransCanada a participé à un certain nombre de groupes d'experts réunissant de nombreuses parties prenantes qui ont été établis pour élaborer des normes relatives au matériel au Canada. TransCanada a participé à la fois de façon indépendante et par l'entremise d'associations sectorielles.

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 qu'elle reçoit à titre d'actionnaire ordinaire unique de TCPL. Il existe des dispositions dans les divers actes de fiducie ou ententes 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, à leur tour, 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 0,29 \$ 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. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2011, 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 11 mars 2010 au 31 décembre 2010, des dividendes de 0,80 \$ par action ont été déclarés et versés sur les actions privilégiées de série 3. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2011, des dividendes de 1,00 \$ 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 et demi 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 0,65 \$ par action ont été déclarés et des dividendes de 0,37 \$ par action ont été versés sur les actions privilégiées de série 5. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2011, des dividendes de 1,10 \$ par action ont été déclarés et 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 :

	2011	2010	2009
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	1,68 \$	1,60 \$	1,52 \$

Description de la structure du capital

Capital-actions

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 703 861 065 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 22 000 000 d'actions privilégiées de série 1, 14 000 000 d'actions privilégiées de série 3 et 14 000 000 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 précise 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 subséquentement. 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 conditions du RDA, est appelée un « événement déclencheur » (« *flip-in event* »). 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 annuelle 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. En commençant avec les dividendes déclarés en avril 2011, les actions ordinaires achetées avec des dividendes en espèces réinvestis ont été réglées avec des actions acquises sur le marché libre à 100 % du prix d'achat moyen pondéré. Auparavant, les actions ordinaires étaient 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 était de 3 % en 2009 et en 2010 et a été réduit à 2 % à compter des dividendes déclarés en février 2011. En février 2012, le conseil a approuvé une augmentation de 5 % du versement des

dividendes trimestriels sur les actions ordinaires qui passe de 0,42 \$ par action à 0,44 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2012. 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 pourront exercer, si les administrateurs en décident ainsi avant l'émission de cette série, 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 le 31 décembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels 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, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 1, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 1, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

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 série 1, 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 cumulatifs trimestriels 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, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 3, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 3, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

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 série 1, 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 cumulatifs trimestriels 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, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 5, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 5, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

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. Sous réserve de la LCSA, les dispositions relatives aux séries se rattachant aux actions privilégiées de série 1, 2, 3, 4, 5 ou 6 peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs de la série visée d'actions en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquées à cette fin et à laquelle un quorum est atteint.

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 de « A- » avec perspectives stables. TransCanada ne prévoit pas actuellement émettre des titres de créance au public en son propre nom 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>Débetures</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
Papier commercial	R-1 (bas)	—	A-2
Tendance/Perspective en matière de notation	Stable	Stable	Stable

Les notes visent à fournir aux investisseurs 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 investisseur 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 de notation à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient.

La Société a versé des honoraires à DBRS, à Moody's et à S&P pour les notes qu'elles ont attribuées à chacune des catégories de titres en circulation mentionnées ci-dessus. Aucun paiement supplémentaire n'a été fait à DBRS, à Moody's et à S&P à l'égard d'autres services fournis à la Société au cours des deux dernières années.

Les renseignements 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 des capitaux 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 créance pourraient être défavorablement touchés. Une description des notes attribuées par les agences de notation 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 défavorables qui existent sont considérés comme gérables. 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 la qualité du crédit est moindre que celle des titres qui ont reçu la note « AA ». Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note A peuvent être vulnérables à des événements futurs mais les facteurs défavorables qui les visent sont considérés comme gérables. 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 bénéfices, 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 obligations 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 obligations à long terme. Les obligations 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, respectivement, arrivent au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les obligations 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 obligations 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 obligations 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 obligations à long terme. La note « A » indique la forte capacité du débiteur à respecter son engagement financier; toutefois, l'obligation est un peu plus susceptible d'être touchée par les changements défavorables de l'évolution des événements et de la conjoncture que les obligations qui ont reçu des notes faisant partie de catégories de notation plus élevées. À titre de garant d'un programme de papier commercial d'une filiale américaine, TCPL s'est vu attribuer une note de A-2 pour le papier commercial, soit la deuxième catégorie la plus élevée sur neuf pour les obligations à court terme. Un titre de créance à court terme noté A-2 est quelque peu plus vulnérable aux effets défavorables de l'évolution de la conjoncture économique que les catégories dont la note est plus élevée; cependant, la capacité de respecter tous les engagements financiers demeure satisfaisante. 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 11 mars 2010 et le 29 juin 2010, 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 2011	44,74	42,03	44,53	38 155 545	43,95	40,55	43,67	10 540 577
Novembre 2011	42,90	39,25	42,88	40 551 335	42,54	38,62	41,80	22 065 841
Octobre 2011	44,10	39,81	42,37	41 926 225	44,38	37,58	43,04	15 887 005
Septembre 2011	43,23	40,27	42,54	33 171 287	43,79	39,08	40,49	16 346 869
Août 2011	42,36	37,00	42,36	41 333 472	43,20	37,29	43,15	26 402 340
Juillet 2011	42,39	39,42	40,14	32 882 839	44,08	40,66	41,95	8 871 558
Juin 2011	43,72	41,07	42,35	33 597 026	45,09	41,76	43,84	8 832 316
Mai 2011	43,48	40,75	43,39	27 895 419	44,97	42,10	44,83	7 444 917
Avril 2011	40,71	38,95	40,71	24 366 705	43,02	40,37	42,94	7 523 263
Mars 2011	39,64	37,73	39,31	36 681 641	40,76	37,88	40,53	12 204 704
Février 2011	39,19	36,53	39,04	37 966 180	40,32	36,76	40,21	9 750 606
Janvier 2011	38,40	36,10	36,55	32 309 382	38,61	36,12	36,54	8 313 201

Actions privilégiées de série 1

Mois	TSX (TRP.PR.A)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2011	26,50	25,85	26,21	154 033
Novembre 2011	26,38	25,66	26,02	215 475
Octobre 2011	26,05	25,71	25,97	305 469
Septembre 2011	26,32	25,78	25,85	221 164
Août 2011	26,28	25,65	25,85	156 599
Juillet 2011	26,20	25,81	26,07	226 612
Juin 2011	26,24	25,68	25,94	278 119
Mai 2011	26,25	25,65	25,66	1 207 022
Avril 2011	26,00	25,70	25,80	172 341
Mars 2011	26,00	25,40	25,75	282 270
Février 2011	26,36	25,40	25,64	479 357
Janvier 2011	26,25	25,75	26,21	601 031

Actions privilégiées de série 3

Mois	TSX (TRP.PR.B)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2011	25,89	24,94	25,75	165 577
Novembre 2011	25,45	24,97	25,16	359 674
Octobre 2011	25,39	24,96	25,25	350 993
Septembre 2011	25,38	25,00	25,12	221 672
Août 2011	25,67	24,81	25,01	278 636
Juillet 2011	25,92	25,15	25,67	501 178
Juin 2011	25,54	24,93	25,20	343 637
Mai 2011	25,44	24,85	24,99	326 765
Avril 2011	25,39	24,93	25,20	328 708
Mars 2011	25,20	24,42	24,96	389 964
Février 2011	25,35	24,36	24,79	336 606
Janvier 2011	25,48	24,70	25,02	499 120

Actions privilégiées de série 5

Mois	TSX (TRP.PR.C)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2011	26,67	25,58	25,80	175 643
Novembre 2011	25,98	25,45	25,84	388 764
Octobre 2011	25,60	25,00	25,49	696 761
Septembre 2011	26,44	25,27	25,46	281 423
Août 2011	26,00	25,45	25,77	308 562
Juillet 2011	26,10	25,50	25,88	199 978
Juin 2011	26,10	25,33	25,56	170 757
Mai 2011	25,90	25,45	25,80	450 511
Avril 2011	25,73	25,27	25,52	154 113
Mars 2011	25,89	25,19	25,73	724 705
Février 2011	25,76	25,12	25,39	378 470
Janvier 2011	26,15	25,28	25,49	541 030

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 13 février 2012, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 551 756 actions ordinaires au total de TransCanada ou exerçaient une emprise sur ce nombre d'actions ordinaires, qui représente moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada. La Société recueille ces renseignements auprès de nos administrateurs et dirigeants, sans directement connaître par ailleurs les titres de TransCanada qu'ils détiennent individuellement.

Administrateurs

Le tableau qui suit donne le nom des quatorze administrateurs qui siègent au conseil au 14 février 2012, leur pays de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TransCanada et des principaux membres du groupe de la Société, 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 exercés 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 Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction, Laidlaw International, Inc. (services de transport) de juin 2003 à octobre 2007. Administrateur, Calgary Airport Authority.	2005
Derek H. Burney ⁽¹⁾ , O.C. Ottawa (Ontario) Canada	Conseiller stratégique principal chez Norton Rose Canada, S.E.N.C.R.L., s.r.l. (cabinet d'avocats). Président (mais non un administrateur), conseil consultatif international, Garda World Consulting and Investigation/Global Risks Group, 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, University of 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 d'audit de la même organisation de 2003 à 2009.	1992
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).	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., Banque Royale du Canada, CARE Canada et Fondation du Musée national des beaux-arts du Québec. Administratrice, Institut québécois des hautes études internationales, Université Laval, de 2002 à 2009 et de RBC Dexia Investors Trust jusqu'en octobre 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. Administrateur, Agrium Inc.	2010
S. Barry Jackson Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, TransCanada depuis avril 2005. Administrateur, Nexen Inc. (pétrole et gaz) et administrateur, WestJet Airlines Ltd. Administrateur, Cordero Energy Inc. d'avril 2005 à septembre 2008.	2002
Paul L. Joskow New York (New York) États-Unis	Économiste et président de la Alfred P. Sloan Foundation. Professeur d'économie émérite, Massachusetts Institute of Technology (« MIT ») où il fait partie du corps professoral depuis 1972. Administrateur, Exelon Corporation (énergie) et fiduciaire, Putnam Mutual Funds. Directeur du MIT Center for Energy and Environmental Policy Research de 1999 à 2007 et administrateur de National Grid plc de 2000 à 2007.	2004
John A. MacNaughton ⁽²⁾ , C.M. Toronto (Ontario) Canada	Président du conseil, Banque de développement du Canada. Président du comité de sélection indépendant de l'Office de financement de l'assurance-emploi du Canada depuis 2008. Membre du Comité consultatif sur la Fondation publique nommée par le premier ministre. 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.	2006
David P. O'Brien ⁽⁴⁾ 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 et Enerplus Corporation. Membre du Conseil des sciences, de la technologie et de l'innovation du Canada.	2001
Paula Rosput Reynolds Seattle (Washington) États-Unis	Présidente et chef de la direction de PreferWest, LLC (groupe consultatif sur les affaires) depuis octobre 2009. Administratrice, Anadarko Petroleum Corporation, Delta Air Lines, Inc. et BAE Systems plc. Vice-présidente du conseil et chef de la restructuration d'American International Group Inc. (assurance et services financiers) d'octobre 2008 à septembre 2009. Présidente et chef de la direction de Safeco Corporation (assurance) de 2006 à 2008.	2011
W. Thomas Stephens ⁽³⁾ Greenwood Village (Colorado) États-Unis	Fiduciaire, Putnam Mutual Funds. Président du conseil et chef de la direction de Boise Cascade, LLC (papier, produits forestiers et terrains forestiers exploitables) de novembre 2004 à novembre 2008. Administrateur, Boise Inc. de février 2008 à avril 2010.	2007 ⁽³⁾
D. Michael G. Stewart Calgary (Alberta) Canada	Administrateur, Canadian Energy Services & Technology Corp., Pengrowth Energy Corporation et C&C Energia Ltd. Administrateur, Orleans Energy Ltd. d'octobre 2008 à décembre 2010. Administrateur, Pengrowth Corporation (l'administrateur de Pengrowth Energy Trust) d'octobre 2006 à décembre 2010. Administrateur, Canadian Energy Services Inc. (le commandité de Canadian Energy Services L.P.) de janvier 2006 à décembre 2009.	2006
Richard E. Waugh Toronto (Ontario) Canada	Président et chef de la direction et administrateur de La Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia) depuis mars 2003. Administrateur et président, International Monetary Conference. Vice-président du conseil, Institut de finances internationales.	2012

- (1) Canwest Global Communications Corp. (« Canwest ») s'est volontairement prévalu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (« LACC ») et a obtenu une ordonnance de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (division commerciale) afin d'introduire une instance le 6 octobre 2009. Bien qu'aucune interdiction d'opération n'ait été émise, les actions de Canwest ont été radiées par la TSX après le dépôt et ont commencé à être négociées à la Bourse de croissance TSX. Canwest s'est affranchie de la protection de la LACC, et Postmedia Network a acquis ses activités de presse écrite le 13 juillet 2010, tandis que Shaw Communications Inc. a acquis ses activités de presse électronique le 27 octobre 2010. M. Burney a cessé d'être administrateur de Canwest le 27 octobre 2010.
- (2) Corporation Nortel Networks Limitée était 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 de ses filiales canadiennes ont demandé la protection contre les créanciers prévue par la LACC.
- (3) M. Stephens a siégé antérieurement au conseil de 2000 à 2005.
- (4) 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.

Comités du conseil

TransCanada compte quatre comités du conseil : le comité d'audit, le comité de la gouvernance, le comité santé, sécurité et environnement et le comité des ressources humaines. Les membres votants de chacun de ces comités, au 13 février 2012, sont indiqués ci-après :

Administrateur	Comité d'audit	Comité de la gouvernance	Comité santé, sécurité et environnement	Comité des ressources humaines
Kevin E. Benson	Président	✓		
Derek H. Burney	✓	✓		
Wendy K. Dobson			✓	✓
Administrateur	Comité d'audit	Comité de la gouvernance	Comité santé, sécurité et environnement	Comité des ressources humaines
E. Linn Draper	✓		Président	
Paule Gauthier			✓	✓
S. Barry Jackson		✓		✓
Paul L. Joskow	✓	✓		
John A. MacNaughton	✓	Président		
David P. O'Brien		✓		✓
Paula Rospot Reynolds			✓	✓
W. Thomas Stephens			✓	Président
D. Michael G. Stewart	✓		✓	
Richard E. Waugh		✓		

Les règles du comité d'audit, du comité de la gouvernance, du comité santé, sécurité et environnement et du comité des ressources humaines se trouvent sur notre site Web à la rubrique *Corporate Governance — Board Committees* (en anglais seulement) (www.transcanada.com). De plus amples renseignements sur le comité d'audit se trouvent dans la présente notice annuelle à la rubrique *Comité d'audit*.

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

Dirigeants

Tous les membres de la haute direction 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 auprès de TransCanada avant le 15 mai 2003 sont les mentions des postes occupés et des fonctions exercées auprès de 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 :

Membres de la haute direction

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 et chef des finances, Expansion de l'entreprise depuis mars 2003 et chef des finances depuis août 1999.
Wendy L. Hanrahan ⁽¹⁾	Vice-présidente directrice, Services de la société	Avant mai 2011, vice-présidente, Ressources humaines depuis janvier 2005.
Gregory A. Lohnes	Président, Gazoducs	Avant juillet 2010, vice-président directeur et chef des finances depuis juin 2006.
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.
Sean McMaster	Vice-président directeur, chef du contentieux et chef de la conformité et vice-président directeur, Relations avec les parties prenantes,	Avant février 2012, vice-président directeur, chef du contentieux et chef de la conformité. Avant janvier 2007, vice-président directeur et avocat général et chef de la conformité. Avant octobre 2006, avocat général et chef de la conformité.
Alexander J. Pourbaix	Président, Énergie et oléoducs	Président, Énergie de juillet 2006 à juillet 2010 et vice-président directeur, Expansion de l'entreprise de juillet 2009 à juillet 2010.
Donald M. Wishart	Vice-président directeur, Exploitation et projets importants	Avant juillet 2009, vice-président directeur, Exploitation et ingénierie depuis mars 2003.

⁽¹⁾ M^{me} Hanrahan occupe le poste de vice-présidente directrice, Services de la Société depuis le 1^{er} mai 2011, date de la retraite de M^{me} Sarah Raiss qui occupait le poste depuis janvier 2002.

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 directeur, Exploitation de la société en commandite de TCPL. Avant décembre 2009, directeur, Gestion de coentreprises, projet d'oléoduc Keystone de TCPL. Avant décembre 2008, vice-président et trésorier de TC PipeLines GP, Inc.
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Vice-président, Fiscalité depuis avril 2002.
Donald J. DeGrandis	Vice-président et secrétaire	Avant février 2009, secrétaire depuis juin 2006.
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-centre des États-Unis, Division 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.
Joel E. Hunter	Vice-président, Finances	Directeur, 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	Vice-président et contrôleur depuis juin 2006.

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 nos 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 notre 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

Notre conseil et les membres de la direction se sont engagés à appliquer les normes les plus élevées de conduite éthique et de gouvernance.

TransCanada est une société ouverte inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE et nous reconnaissons et respectons les règles et les règlements tant du Canada que des États-Unis.

Nos pratiques en matière de gouvernance sont conformes aux lignes directrices canadiennes en matière de gouvernance, ce qui comprend les règles relatives à la gouvernance des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les ACVM) :

- Règlement 52-110 sur le comité d'audit (règles canadiennes sur les comités d'audit),
- Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance,
- Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance.

Nous nous conformons également aux normes d'inscription en matière de gouvernance de la NYSE et aux règles relatives à la gouvernance de la SEC qui s'appliquent aux émetteurs fermés étrangers.

Nos pratiques en matière de gouvernance sont conformes aux normes de la NYSE visant les sociétés des États-Unis à tous les égards importants, hormis tel qu'il est résumé sur notre site Web (www.transcanada.com). À titre de société non américaine, nous ne sommes pas tenus de nous conformer à la plupart des normes d'inscription en matière de gouvernance de la NYSE. À titre d'émetteur fermé étranger, cependant, nous devons indiquer comment nos pratiques en matière de gouvernance diffèrent de celles qui sont suivies par les sociétés américaines assujetties aux normes de la NYSE.

Nous comparons nos politiques et nos procédures à celles des principales sociétés nord-américaines afin d'évaluer nos normes, et nous adoptons les meilleures pratiques, tel qu'il est approprié. Certaines de nos meilleures pratiques s'inspirent des règles de la NYSE et sont conformes aux règles applicables adoptées par la SEC pour satisfaire aux exigences de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et de la *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur la gouvernance de TransCanada, consultez le site Web de TransCanada à www.transcanada.com sous l'onglet *Corporate Governance* et à la rubrique *Gouvernance* de la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de TransCanada datée du 13 février 2012.

Comité d'audit

Le comité d'audit est chargé d'aider le conseil dans la supervision de l'intégrité de nos états financiers et de notre respect des exigences d'ordre réglementaire et juridique. Il lui incombe également de superviser et de contrôler le processus de comptabilité et de présentation de l'information internes ainsi que le processus, le rendement et l'indépendance de nos auditeurs internes et externes. Les règles du comité se trouvent à l'annexe B de la présente notice annuelle ainsi que sur notre site Web (www.transcanada.com) sous l'onglet *Corporate Governance — Board Committees* (en anglais seulement).

Formation et expérience pertinentes des membres

Les membres du comité d'audit au 13 février 2012 sont 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 d'audit reflète un niveau élevé de compétences et d'expertise financières. Le conseil a déterminé que chaque membre du comité d'audit était « indépendant » et possédait des « compétences financières » au sens donné à ces expressions dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes et aux expressions « *independent* » et « *financially literate* » dans les lois sur les valeurs mobilières américaines et dans les règles de la NYSE. De plus, le conseil a déterminé que M. Benson était l'« expert financier du comité d'audit » 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 d'audit. 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 d'audit qui revêtent une importance relativement à l'exercice de leurs responsabilités en tant que membre du comité d'audit.

Kevin E. Benson

M. Benson est titulaire d'un baccalauréat en comptabilité de la University of 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 d'audit de certains de ces conseils.

Derek H. Burney

M. Burney a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise ès arts de la Queen's University. Il est actuellement conseiller stratégique principal chez Norton Rose Canada 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 d'audit d'une autre organisation et a participé à la formation sur les normes d'information financière offerte par KPMG.

E. Linn Draper

M. Draper est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique de la Rice University et d'un doctorat en sciences nucléaires et en génie de la Cornell University. 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 la Cornell University ainsi qu'une maîtrise en philosophie des sciences économiques et un doctorat en sciences économiques de la Yale University. Il est actuellement le président de la Alfred P. Sloan Foundation 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 d'audit de certains de ces conseils.

John A. MacNaughton

M. MacNaughton a obtenu un baccalauréat ès arts en économie de la University of 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 d'audit d'autres sociétés ouvertes.

D. Michael G. Stewart

M. Stewart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction en géosciences de la Queen's University. M. Stewart a siégé et continue de siéger au conseil de plusieurs sociétés ouvertes et d'autres organismes et au comité d'audit de certains de ces conseils. M. Stewart a occupé plusieurs postes de cadre supérieur au sein de Westcoast Energy Inc., dont celui de vice-président directeur, Expansion des affaires. Il œuvre dans le secteur canadien de l'énergie depuis plus de 38 ans.

Procédures et politiques en matière d'approbation préalable

Le comité d'audit de TransCanada a adopté une politique d'approbation préalable à l'égard des services autorisés non liés à l'audit. Aux termes de la politique, le comité d'audit a donné son approbation préalable pour les services non liés à l'audit 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 d'audit, alors que les missions d'une valeur de 25 000 \$ à 100 000 \$ doivent être approuvées par le président du comité d'audit et le comité d'audit 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 d'audit. Dans tous les cas, quel que soit le montant concerné, le président du comité d'audit doit approuver au préalable la mission s'il y a un risque de conflit d'intérêts mettant en cause les auditeurs externes.

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

Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs 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., auditeurs externes du groupe de sociétés TransCanada, pour des services professionnels rendus au cours des exercices 2011 et 2010.

(en millions de \$)	2011	2010
Honoraires d'audit	6,9 \$	6,5 \$
<ul style="list-style-type: none">• audit des états financiers consolidés annuels• services liés aux dépôts ou aux missions prévus par la loi et réglementaires• examen des états financiers consolidés intermédiaires et des renseignements figurant dans divers prospectus et autres documents relatifs aux placements		
Honoraires pour services liés à l'audit	0,2	0,2
<ul style="list-style-type: none">• services liés à l'audit des états financiers de certains régimes de retraite de TransCanada		
Honoraires pour services fiscaux	0,4	1,0
<ul style="list-style-type: none">• planification fiscale et questions de conformité fiscale canadiennes et internationales, y compris l'examen de déclarations d'impôt sur le revenu et d'autres documents de nature fiscale à produire		
Tous les autres honoraires	0,1	0,2
<ul style="list-style-type: none">• services liés à la conformité environnementale en 2011 et conseils et formation relativement aux normes internationales d'information financière en 2010		
Total des honoraires	7,6 \$	7,9 \$

Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation

TransCanada et ses filiales sont visées par diverses 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 questions se régleront en faveur de TransCanada, la direction de TransCanada estime que la résolution de ces poursuites et mesures n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou la liquidité consolidés de TransCanada.

La Société estime que les réclamations de TransAlta à l'égard de Sundance A ne répond pas au critère de force majeure ou de destruction tel qu'il est précisé dans le contrat d'achat d'électricité et elle a donc comptabilisé des produits d'activités ordinaires et des coûts tout au long de 2011 aux termes du contrat d'achat d'électricité comme si cet événement était une interruption d'approvisionnement. Bien que l'issue de tout processus d'arbitrage soit incertaine, TransCanada croit que la question sera résolue en sa faveur.

Pour de plus amples renseignements sur l'arbitrage de Sundance, voir la rubrique *Faits nouveaux concernant l'énergie* dans la présente notice annuelle et la rubrique *Énergie — Possibilités et faits nouveaux* dans le rapport de gestion.

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, Toronto et Montréal.

Intérêts des experts

Les auditeurs de TransCanada, 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 (www.sedar.com).

2. Des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération et les prêts aux administrateurs et aux dirigeants, les principaux porteurs de titres de TransCanada et les titres pouvant être émis en vertu de régimes de rémunération à base de titres de participation (tous, le cas échéant), se trouvent dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de TransCanada concernant sa dernière assemblée annuelle des actionnaires à laquelle il y a eu élection d'administrateurs et dont on peut obtenir un exemplaire en en soumettant la demande au secrétaire de TransCanada.
3. De l'information financière supplémentaire se trouve dans les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de TransCanada pour son dernier exercice terminé.

Glossaire

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
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, à Northern Border, dans le Dakota du Nord
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)
Canwest	Canwest Global Communications Corp.
C.-B.	Colombie-Britannique
CMORNBP	Convention de mise en œuvre de la remise à neuf de Bruce Power
CO ₂	Dioxyde de carbone
Conseil	Le conseil d'administration de TransCanada
Coolidge	Une centrale au gaz naturel de pointe à cycle simple à Coolidge, en Arizona
CVMO	Commission des valeurs mobilières de l'Ontario
DBRS	DBRS Limited
Énergie	A le sens qui lui est attribué à la rubrique <i>Développement général de l'activité</i> de la présente notice annuelle
EPA	Environmental Protection Agency (États-Unis)
É.-U.	Les États-Unis
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Filiale	A le sens qui lui est attribué à la rubrique <i>Présentation de l'information</i> de la présente notice annuelle
Fin de l'exercice	Le 31 décembre 2011
Foothills	Réseau d'acheminement du 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
Gazoducs	A le sens qui lui est attribué à la rubrique <i>Développement général de l'activité</i> de la présente notice annuelle
GES	Gaz à effet de serre
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Great Lakes	Réseau d'acheminement du gaz naturel qui relie le réseau principal du Canada et dessert les marchés de l'est du Canada et du nord-est et du Midwest des États-Unis
GTN	Réseau d'acheminement du 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
Guadalajara	Gazoduc 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
Hydro-Québec	Hydro-Québec Distribution
Iroquois	Réseau d'acheminement du gaz naturel qui relie le réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et livre du gaz naturel au nord-est des États-Unis
km	Kilomètres
Keystone	Un réseau d'oléoducs de pétrole brut qui s'étend de Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains et comprend Wood River/Patoka et le prolongement vers Cushing
Keystone XL	Keystone XL comprend la construction d'un nouveau pipeline de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, l'agrandissement des installations existantes à Hardisty, en Alberta, et la construction d'un nouveau pipeline de pétrole brut allant de Hardisty jusqu'à Steele City, au Nebraska.
LACC	La Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies
LCSA	La Loi canadienne sur les sociétés par actions
Moody's	Moody's Investors Service, Inc.
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatts
NGTL	Nova Gas Transmission Ltd.
Nortel	Corporation Nortel Networks Limitée et Corporation Nortel Networks, collectivement
Northern Border	Réseau d'acheminement du gaz naturel s'étendant à partir d'un point situé près de Monchy, en Saskatchewan, jusque dans le Midwest des États-Unis
Notice annuelle	La notice annuelle de TransCanada Corporation datée du 13 février 2012
NYISO	New York Independent System Operator
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 <i>Développement général de l'activité</i> de la présente notice annuelle
ONÉ	Office national de l'énergie
Parc éolien Cartier	Cinq parcs éoliens situés à Gaspé, au Québec, dont quatre et la première phase du cinquième sont opérationnels et la phase deux du cinquième est 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

Pipeline de l'Alaska Portland	Gazoduc proposé s'étendant de Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta ou à Valdez, en Alaska Réseau d'acheminement du gaz naturel s'étendant à partir d'un point situé près de East Hereford, au Québec, jusqu'au nord-est des États-Unis
Portlands Energy Projet de gazoduc du Mackenzie Prolongement vers Cushing	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel à Toronto, en Ontario 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 Un pipeline de pétrole brut s'étendant de Steele City, au Nebraska, jusqu'à Cushing, en Oklahoma
Proposition de restructuration Rapport de gestion Ravenswood	Proposition de restructuration et demande de droits pour 2012 du réseau principal au Canada Le rapport de gestion de TransCanada daté du 13 février 2012 Installation alimentée au gaz naturel et au mazout constituée de multiples unités employant la technologie des turbines à vapeur, du cycle combiné et des turbines à combustion, située à Queens, à New York
Réseau ANR	Réseau d'acheminement du gaz naturel qui s'étend à partir des champs de production situés principalement au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et dans le secteur du centre du continent des États-Unis jusqu'aux marchés situés principalement dans le Wisconsin, le Michigan, l'Illinois, l'Indiana et l'Ohio, de même que des installations de stockage souterrain de gaz naturel réglementées
Réseau de l'Alberta Réseau de Tuscarora Réseau North Baja	Réseau d'acheminement du gaz naturel de l'Alberta et de la Colombie-Britannique Réseau d'acheminement du gaz naturel qui s'étend de Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada Réseau d'acheminement du gaz naturel qui s'étend de l'Arizona et aboutit jusqu'en Baja California à la frontière entre le Mexique et la Californie
Réseau principal au Canada Réseaux	Réseau d'acheminement du gaz naturel qui s'étend de la frontière est de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'au Québec A le sens qui lui est attribué à la rubrique <i>Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux oléoducs</i> de la présente notice annuelle
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
S&P	Standard & Poor's
SEC	Securities and Exchange Commission (États-Unis)
SGQA	Système de gestion de la qualité de l'air
Sheerness	Centrale au charbon située près de Hanna, en Alberta
SSE	Santé, sécurité et environnement
Sundance	Deux centrales au charbon situées près de Wabamun, en Alberta (Sundance A et Sundance B, collectivement)
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Réseau d'acheminement du gaz naturel relié au réseau principal au Canada près de la frontière Québec/Ontario, qui transporte le gaz naturel aux marchés du Québec, et qui est raccordé à Portland
TransAlta	TransAlta Corporation
TransCanada ou la Société	TransCanada Corporation
TSX	La Bourse de Toronto
WCI	Western Climate Initiative
Wood River/Patoka	Pipeline de pétrole brut s'étendant de Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains à Wood River et à Patoka, en Illinois

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 de BTU	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

Règles du comité d'audit

1. Objet

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

- les processus de comptabilité générale 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 d'audit financier externe;
- la conformité de la Société aux obligations prévues par les lois et règlements;
- l'indépendance et le rendement des auditeurs internes et externes de la Société.

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

2. Rôles et responsabilités

I. Nomination des auditeurs externes de la Société

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

Par ailleurs, le comité d'audit reçoit des rapports périodiques de la part des auditeurs externes en ce qui concerne l'indépendance de ceux-ci, il s'entretient de ces rapports avec les auditeurs, vérifie si la prestation de services autres que l'audit est compatible avec le maintien de l'indépendance des auditeurs et il prend les mesures nécessaires pour s'assurer de l'indépendance des auditeurs externes.

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

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

- a) examiner les états financiers annuels audités 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 auditeurs 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 auditeurs externes et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;

- c) examiner l'emploi d'information « pro forma » ou « rajustée » non conforme aux PCGR ainsi que le rapprochement applicable, et en discuter avec la direction et les auditeurs 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 auditeurs externes, étant entendu que ces entretiens peuvent être de nature générale (types d'information à communiquer et types de présentation à effectuer). Le comité d'audit 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 auditeurs externes les questions importantes concernant les principes et pratiques de comptabilité et d'audit, 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 d'audit 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 auditeurs 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 auditeurs externes;
 - (iii) les autres communications écrites importantes entre les auditeurs externes et la direction, telles que des lettres de recommandations ou une liste des écarts non rajustés;
- g) analyser avec la direction et les auditeurs 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 auditeurs 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 d'audit 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 des rapports ou enquêtes notables reçus de la part des autorités de réglementation en valeurs mobilières ou d'organismes gouvernementaux.

IV. Supervision en matière d'audit interne

- a) Examiner les plans d'audit des auditeurs internes de la Société y compris le degré de coordination entre ce plan et celui des auditeurs externes, et la mesure selon laquelle on peut se fier à la portée des audits prévus 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 d'audit interne ainsi que les recommandations formulées par la Société ou par une partie externe en ce qui concerne les enjeux d'audit 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 de l'auditeur interne afin de s'assurer de l'objectivité et de l'indépendance de la fonction d'audit interne, y compris les rapports émanant du service d'audit interne concernant son processus d'audit avec les personnes liées et les membres du groupe;
- e) veiller à ce que l'auditeur interne puisse communiquer avec le président du comité d'audit et avec le président du conseil ainsi qu'avec le chef de la direction, et rencontrer séparément l'auditeur 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 d'audit, 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 l'audit interne;
 - (iii) les responsabilités, le budget et la dotation en personnel du service d'audit interne;

et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions.

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

- a) Examiner la lettre annuelle de recommandations ou postérieure à l'audit de la part des auditeurs 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 auditeurs 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) examiner les états financiers trimestriels non audités avec les auditeurs externes et recevoir et examiner les rapports de mission d'examen des auditeurs externes concernant les états financiers non audités de la Société;
- c) recevoir et examiner chaque année la déclaration écrite officielle d'indépendance des auditeurs externes, laquelle précise toutes les relations qu'entretiennent les auditeurs externes avec la Société;
- d) rencontrer séparément les auditeurs 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 d'audit, 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 l'audit;

et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions;

- e) examiner avec les auditeurs externes le caractère adéquat et approprié des politiques comptables employées dans la préparation des états financiers;
- f) rencontrer les auditeurs externes avant l'audit afin de passer en revue la planification de l'audit et le personnel affecté à celle-ci;
- g) recevoir et examiner chaque année le rapport écrit des auditeurs externes sur leurs propres procédures de contrôle de la qualité interne; les questions importantes soulevées par le dernier examen de contrôle de la qualité interne ou le dernier contrôle par les pairs visant les auditeurs 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 auditeurs externes, y compris l'associé principal de l'équipe d'audit externe;

- i) veiller au roulement de l'associé principal (ou coordonnateur) de l'audit qui est le principal responsable de l'audit et de l'associé responsable d'examiner l'audit tel que requis par la loi, mais au moins tous les cinq ans.

VI. Supervision en ce qui concerne les services d'audit et les services autres que l'audit

- a) approuver au préalable tous les services d'audit (y compris les lettres d'intention dans le cadre de prises fermes de valeurs mobilières) et tous les services autres que l'audit permis, sauf les services autres que l'audit dans les circonstances suivantes :
 - (i) le montant global de tous ces services autres que l'audit fournis à la Société ne constitue pas plus de 5 % du total des honoraires versés par la Société et ses filiales aux auditeurs externes durant l'exercice au cours duquel les services autres que l'audit ont été fournis;
 - (ii) ces services n'étaient pas considérés comme des services autres que l'audit par la Société au moment de la mission;
 - (iii) ces services sont mentionnés sans délai au comité d'audit et approuvés avant la réalisation de l'audit par le comité d'audit ou par un ou plusieurs membres du comité d'audit auxquels celui-ci a conféré le pouvoir d'accorder cette autorisation;
- b) l'approbation par le comité d'audit d'un service autre que l'audit devant être exécuté par les auditeurs externes est communiquée conformément aux exigences des lois et règlements sur les valeurs mobilières;
- c) le comité d'audit peut déléguer à un ou plusieurs membres désignés du comité d'audit 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 d'audit à la première réunion prévue suivant cette approbation préalable;
- d) si le comité d'audit approuve un service d'audit à l'intérieur des limites de la mission de l'auditeur externe, ce service d'audit 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 d'audit 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 haut-dirigeant responsable de l'audit interne de la Société et des auditeurs 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, socialement responsable et dans le respect des lois, 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 d'audit 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 auditeurs externes actuels et anciens (reconnaissant que la 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 l'audit de la Société à titre d'employé des auditeurs externes au cours de la période de un an qui précède) et surveiller le respect de la politique par la Société.

VIII. Supervision en ce qui concerne les aspects financiers relatifs 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 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 auditeurs 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 d'audit de filiales et de membres du groupe de la Société, ainsi que les questions importantes et les recommandations des auditeurs 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 l'audit 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 auditeurs externes dont les services ont été retenus pour le compte de la société.

X. Fonction de supervision

Bien que le comité d'audit ait les responsabilités et les pouvoirs établis dans les présentes règles, sa fonction n'est pas de planifier ou d'exécuter des audits ni de déterminer si les états financiers et l'information financière 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 auditeurs externes. Le comité d'audit, 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 d'« expert financier du comité d'audit » 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 d'audit, la désignation d'« expert financier du comité d'audit » 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 d'audit et du conseil en l'absence d'une telle désignation. En fait, le rôle de tout expert financier du comité d'audit, à l'instar du rôle de l'ensemble des membres du comité d'audit, consiste à superviser le processus et non pas à attester ou garantir l'audit interne ou externe de l'information financière ou de la présentation de l'information financière de la Société.

3. Composition du comité d'audit

Le comité d'audit 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 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 d'audit 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 d'audit 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

à des fins de négociation 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 d'audit

Les membres du comité d'audit 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 d'audit, elle peut être comblée par le conseil sur la recommandation du comité de la gouvernance.

6. Président du comité d'audit

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

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

7. Absence du président du comité d'audit

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

8. Secrétaire du comité d'audit

Le secrétaire de la société agit à titre de secrétaire du comité d'audit.

9. Réunions

Le président, ou deux membres du comité d'audit, ou l'auditeur interne, ou les auditeurs externes, peuvent convoquer une réunion du comité d'audit. Le comité d'audit se réunit au moins une fois par trimestre. Le comité d'audit rencontre périodiquement la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes dans le cadre de réunions directrices séparées.

10. Quorum

Le quorum est constitué d'une majorité des membres du comité d'audit 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 d'audit 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 d'audit, un ou plusieurs dirigeants ou employés de la Société peuvent assister à une réunion du comité d'audit.

13. Procédure, dossiers et rapports

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

14. Examen des règles et évaluation du comité d'audit

Le comité d'audit passe en revue ses règles 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 d'audit passe chaque année en revue son propre rendement.

15. Experts et conseillers externes

Le comité d'audit 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 d'audit 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 d'audit 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 d'audit par de telles personnes ou de tels organismes; (iii) aux déclarations faites par la direction et les auditeurs externes quant à tout service de technologie de l'information, d'audit interne ou services autres que l'audit fourni par les auditeurs externes à la Société et à ses filiales.