

TransCanada Corporation

Notice annuelle 2012

Le 11 février 2013

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	8
Faits nouveaux concernant l'énergie	10
Activités de TransCanada	13
Activités relatives aux gazoducs	14
Activités relatives aux oléoducs	15
Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux oléoducs	16
Activités relatives à l'énergie	17
Généralités	20
Employés	20
Santé, sécurité, protection de l'environnement et politiques sociales	20
Facteurs de risque	21
Dividendes	21
Description de la structure du capital	22
Capital-actions	22
Notes	24
DBRS	25
Moody's	25
S&P	26
Marché pour la négociation des titres	26
Actions ordinaires	26
Actions privilégiées de série 1	27
Actions privilégiées de série 3	27
Actions privilégiées de série 5	27
Administrateurs et dirigeants	28
Administrateurs	28
Comités du conseil	29
Dirigeants	30
Conflits d'intérêts	31
Gouvernance	31
Comité d'audit	32
Formation et expérience pertinentes des membres	32
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable	33
Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes	33
Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation	33
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	34
Intérêts des experts	34
Renseignements supplémentaires	34
Glossaire	35
Annexe A	36
Annexe B	37

Présentation de l'information

Tout au long de la présente notice annuelle (notice annuelle) les termes *nous*, *notre*, *nos*, la *Société* et *TransCanada* désignent TransCanada Corporation et ses filiales. 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 à la rubrique *TransCanada Corporation — Structure de l'entreprise* ci-dessous, 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 2012 ou pour l'exercice terminé à cette date (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. Le *glossaire* qui se trouve à la fin de la présente notice annuelle contient certains termes définis tout au long de celle-ci et des abréviations et des acronymes qui ne sont peut-être pas définis ailleurs dans le présent document.

Certaines parties du rapport de gestion de TransCanada daté du 11 février 2013 (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.

L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis). Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, TransCanada a adopté 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 *Autres renseignements — Conventions et estimations comptables critiques* et *Autres renseignements — Modifications comptables*.

Nous utilisons certaines mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis parce que nous croyons qu'elles améliorent notre capacité de comparer des résultats entre des périodes de présentation de l'information financière et enrichissent la compréhension de notre rendement opérationnel. Appelées mesures non conformes aux PCGR, elles peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires fournies par d'autres sociétés. Pour avoir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et un rapprochement avec leurs équivalents aux termes des PCGR, se reporter au rapport de gestion sous la rubrique *Au sujet de la société — Mesures non conformes aux PCGR*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

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. Nous présentons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et de nos perspectives financières futurs ainsi que de nos perspectives futures en général.

Les *énoncés prospectifs* sont fondés sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et sur ce à quoi nous nous attendons aujourd'hui et comprennent généralement des termes comme *prévoir*, *s'attendre à*, *croire*, *pouvoir*, *devoir*, *estimer*, ou d'autres termes semblables et l'emploi du futur.

Les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi peuvent comprendre de l'information sur ce qui suit, entre autres :

- les perspectives commerciales prévues
- notre rendement financier et d'exploitation, y compris le rendement de nos filiales
- les attentes ou prévisions quant aux stratégies et aux objectifs de croissance et d'agrandissement
- les flux de trésorerie prévus
- les coûts prévus pour les projets planifiés, y compris les projets en construction et en développement
- 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 et les obligations contractuelles prévues
- les résultats d'exploitation et financiers prévus
- l'effet prévu des engagements futurs et du passif éventuel
- les conditions du secteur, du marché et économiques prévues.

Les énoncés prospectifs ne sont pas une garantie du rendement futur. Les événements et les résultats réels pourraient être considérablement différents en raison des hypothèses, des incertitudes ou des risques liés à notre entreprise ou aux événements qui se produisent après la date de la présente notice annuelle et des autres informations intégrées aux présentes par renvoi.

Notre information prospective est fondée sur les principales hypothèses suivantes et fait l'objet des incertitudes et des risques suivants :

Hypothèses

- 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 cours du change,
- les taux d'intérêt,
- les taux d'imposition,
- les interruptions de service prévues et imprévues et l'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques,
- l'intégrité et la fiabilité de nos 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.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en place nos initiatives stratégiques,
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les bénéfices escomptés,
- le rendement d'exploitation de nos actifs dans le secteur des pipelines et de l'énergie,
- le montant de la capacité vendue et les taux obtenus dans nos activités relatives aux pipelines aux États-Unis,
- la disponibilité et le prix des produits de l'énergie,
- le montant des paiements de capacité et des produits des activités ordinaires que nous tirons de nos activités relatives à l'énergie,
- les décisions réglementaires et leurs résultats,
- les résultats des procédures judiciaires, y compris l'arbitrage,
- l'exécution de nos contreparties,
- les changements du contexte politique,
- 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,
- la cybersécurité,
- les taux d'intérêt et de change,
- les conditions météorologiques,
- les progrès technologiques,
- la conjoncture économique en Amérique du Nord ainsi que dans le monde.

Vous trouverez des renseignements supplémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs dans les rapports que nous avons déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (SEC).

Vous ne devriez pas accorder une importance démesurée à l'information prospective et ne devriez pas utiliser l'information prospective ou les perspectives financières à d'autres fins que leur fin prévue. Nous ne mettons pas à jour nos énoncés prospectifs afin de refléter de nouveaux renseignements ou événements, sauf si la loi l'exige.

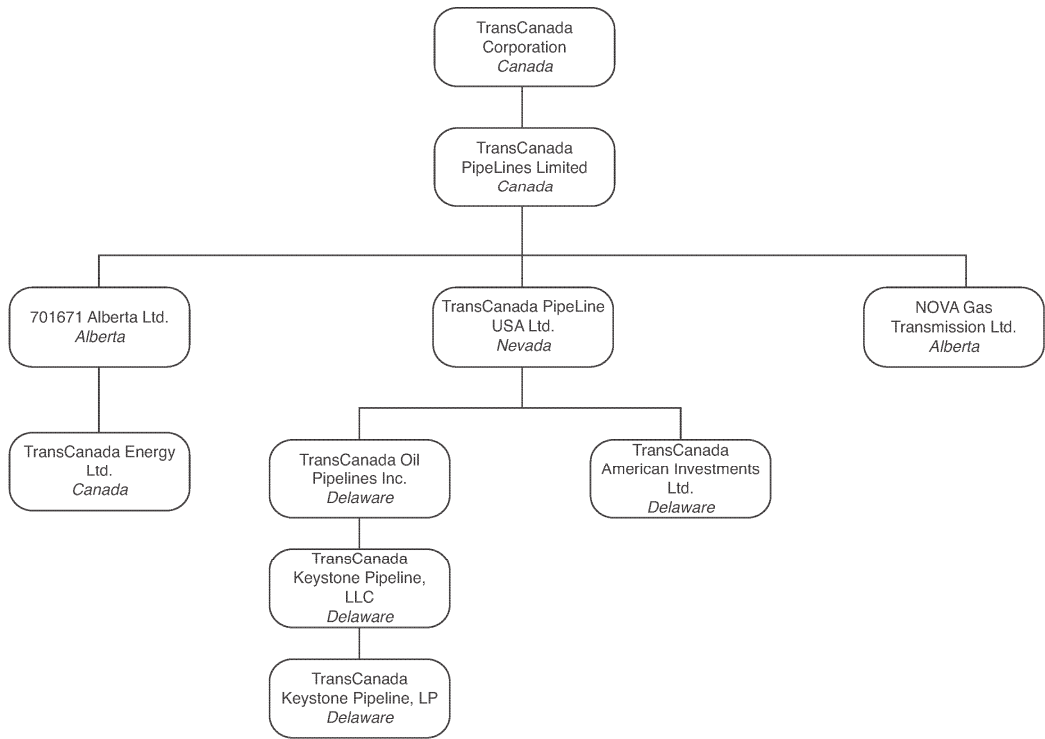
TransCanada Corporation

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* (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 de TransCanada et de ses filiales. 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 globalement 20 % des actifs consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice ou des produits des activités ordinaires consolidés totaux de TransCanada pour l'exercice déterminé à cette date.

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. Pour de plus amples renseignements sur nos activités relatives aux gazoducs, aux oléoducs et à l'énergie, se reporter à la section *Activités de TransCanada* ci-dessous.

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 2010	TransCanada a déposé une demande auprès de l'Office national de l'énergie (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 intéressées. Ils reflétaient davantage les coûts et le débit du réseau principal au Canada pour 2011.
Septembre 2011	Nous avons déposé une proposition de restructuration complète (proposition de restructuration du réseau principal) auprès de l'ONÉ pour le réseau principal au Canada. La proposition vise à améliorer la compétitivité du réseau principal au Canada et le transport en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et comprend une demande de droits pour 2012 et 2013 qui soit harmonisée avec les changements proposés à notre structure commerciale et aux conditions du service sur le réseau principal au Canada. L'ONÉ a établi des droits provisoires pour 2012 fondés sur les droits définitifs approuvés pour 2011.
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 alors 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 intéressées, 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 proposition de restructuration du réseau principal.
Mai 2012	Nous avons reçu l'autorisation de l'ONÉ pour la construction de nouvelles installations de pipelines visant à fournir au Sud de l'Ontario un approvisionnement en gaz naturel supplémentaire provenant de la formation schisteuse de Marcellus.
Mai 2012	L'appel de soumissions supplémentaire pour un service de transport ferme sur le réseau principal au Canada, en vue de transporter du gaz de schiste supplémentaire de la formation schisteuse de Marcellus au Canada, a pris fin. Nous avons été en mesure de recevoir 50 millions de pieds cubes supplémentaires par jour (Mpi ³ /j) de la station de comptage de Niagara jusqu'à Kirkwall, en Ontario, avec prise d'effet en novembre 2012, et avons la possibilité d'ajouter 350 Mpi ³ /j de volume supplémentaire pour novembre 2015, sous réserve de l'achèvement d'ententes préalables avec les parties intéressées.
Juin 2012	L'audition de l'ONÉ concernant la proposition de restructuration du réseau principal a commencé; elle s'est terminée en décembre 2012. Il ne faut pas s'attendre à une décision avant la fin du premier trimestre ou le début du deuxième trimestre de 2013.
Novembre 2012	Le transport de l'approvisionnement en gaz naturel provenant de la formation schisteuse de Marcellus a commencé en novembre 2012.
Réseau de l'Alberta	
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 intéressées 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.

Date	Description du fait nouveau
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.
Mars 2011	TransCanada a commencé la construction du pipeline Horn River de 275 M\$. 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.
Octobre 2011	L'intégration commerciale du réseau de l'Alberta et des réseaux d'ATCO Pipelines a commencé. Aux termes d'une convention, les installations du réseau de l'Alberta et du réseau 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 TransCanada conformément au tarif et à l'ensemble de taux et de services du réseau de l'Alberta. La convention identifie en outre des régions géographiques distinctes en Alberta pour la construction de nouvelles installations par le réseau de l'Alberta et par le réseau d'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\$.
Novembre-décembre 2011	Les décisions réglementaires par lesquelles l'intégration commerciale du réseau de l'Alberta et du réseau d'ATCO Pipelines a été autorisée font l'objet d'appels à la Cour fédérale d'appel. TransCanada continue de collaborer avec ATCO afin de recueillir de l'information pour l'étape finale de l'intégration qui consiste à échanger des actifs d'égale valeur et qui devra être approuvée à la fois par l'Alberta Utilities Commission et par l'ONÉ.
Mai 2012	Le projet de Horn River d'environ 250 M\$ a été achevé, prolongeant le réseau de l'Alberta dans la zone schisteuse de Horn River en Colombie-Britannique (C.-B.).
Juin 2012	L'ONÉ a approuvé le projet de croisement de Leismer à Kettle River, pipeline de 77 km (46 milles) visant à agrandir le réseau de l'Alberta afin d'accroître la capacité pour répondre à la demande dans le nord-est de l'Alberta. Le coût prévu de l'agrandissement est d'environ 160 M\$.
Troisième trimestre 2012	Au cours des neuf premiers mois de 2012, TransCanada a continué d'agrandir son réseau de l'Alberta en achevant et mettant en service douze projets de gazoducs distincts au coût total d'environ 680 M\$.
Décembre 2012	TransCanada était dans l'attente de l'approbation de projets supplémentaires d'environ 330 M\$, notamment l'agrandissement de Chinchaga au coût de 100 M\$ et le projet Komie North de 230 M\$ qui prolongerait le réseau de l'Alberta davantage dans la région de Horn River.
Décembre 2012	Les règlements actuels pour les réseaux de l'Alberta et Foothills ont expiré. Les droits définitifs pour 2013 seront établis soit par de nouveaux règlements, soit par des nouvelles instances tarifaires et des ordonnances résultant de la décision de l'ONÉ à l'égard de la proposition de restructuration du réseau principal.
Janvier 2013	L'ONÉ a émis sa recommandation au gouverneur en conseil voulant que la composante du projet Komie North relative à l'agrandissement de Chinchaga proposé soit approuvée, mais il a refusé la composante relative au prolongement de Komie North proposée. Toutes les demandes en attente d'une approbation en date de la fin de 2012 ont maintenant été traitées.
2013	Nous continuons de faire avancer les projets de développement de pipelines en C.-B. et en Alberta afin de transporter un nouvel approvisionnement en gaz naturel. Nous avons déposé des demandes auprès de l'ONÉ afin d'agrandir le réseau de l'Alberta pour répondre à des demandes de service de transport du gaz naturel supplémentaire dans les parties nord-ouest et nord-est du BSOC. De plus, sous réserve des approbations réglementaires, nous proposons de prolonger le réseau de l'Alberta dans le nord-est de la Colombie-Britannique afin de le relier à la fois au projet de transport du gaz de Prince Rupert (décrit ci-dessous) et aux approvisionnements en gaz supplémentaires de North Montney. Les estimations du coût en capital initial sont d'environ 1 G\$ à 1,5 G\$, avec une date d'entrée en service prévue pour la fin de 2015. Nous avons des engagements fermes supplémentaires pour transporter environ 3,4 milliards de pieds cubes par jour (Gpi ³ /j) de l'ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique d'ici 2014.
Coastal GasLink	
Juin 2012	Shell Canada Limitée (Shell) et ses partenaires nous ont choisis pour concevoir et construire le projet Coastal GasLink proposé, pipeline d'une valeur estimative de 4 G\$, et en être les propriétaires-exploitants. Le projet de gaz naturel liquéfié (GNL) du Canada est une coentreprise dirigée par Shell, avec pour partenaires Korea Gas Corporation, Mitsubishi Corporation et PetroChina Company Limited. Le pipeline d'une longueur approximative de 650 km (404 milles) devrait avoir une capacité initiale de plus de 1,7 Gpi ³ /j et être mis en service vers la fin de la décennie, sous réserve d'une décision finale relative à l'investissement devant être prise par LNG Canada après l'obtention des approbations réglementaires définitives.

Date	Description du fait nouveau
Projet de transport du gaz de Prince Rupert	
Janvier 2013	Progress Energy Canada Ltd. (Progress) nous a choisis, sous réserve des approbations réglementaires, pour concevoir et construire le projet de transport du gaz de Prince Rupert proposé d'une valeur de 5 G\$ et en être les propriétaires-exploitants. Ce pipeline proposé transportera du gaz naturel principalement à partir de la région productrice de gaz de North Montney près de Fort St. John (C.-B.) jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée de Pacific Northwest située près de Prince Rupert (C.-B.). Nous prévoyons mettre la touche finale aux conventions définitives au début de 2013, ce qui mène à une date d'entrée en service à la fin de 2018. Progress devrait prendre une décision finale relative à l'investissement quant à la construction du projet après les approbations réglementaires définitives.
Pipelines mexicains	
Juin 2011	Le pipeline de Guadalajara a été achevé. TransCanada et la Comisión Federal de Electricidad (CFE) du Mexique ont convenu d'ajouter une station de compression de 60 M\$ US au pipeline.
Février 2012	Nous avons signé un contrat avec la CFE pour le projet de prolongement du pipeline Tamazunchale d'une valeur d'environ 500 M\$. Le projet, qui est soutenu par un contrat d'une durée de 25 ans avec la CFE, consiste en un pipeline de 30 pouces d'une capacité de 630 Mpi ³ /j. Les contrats de génie, d'approvisionnement et de construction ont tous été signés et les activités liées à la construction ont commencé. Nous prévoyons que le pipeline sera en service au premier trimestre de 2014.
Novembre 2012	La CFE nous a attribué le pipeline Topolobampo. Le projet, qui est soutenu par un contrat d'une durée de 25 ans avec la CFE, consiste en un pipeline de 30 pouces d'une capacité de 670 Mpi ³ /j. Nous estimons les coûts totaux à 1 G\$ US et prévoyons la mise en service au milieu de 2016.
Novembre 2012	La CFE nous a attribué le pipeline Mazatlan, allant d'El Oro à Mazatlan, au Mexique. Le projet, qui est soutenu par un contrat d'une durée de 25 ans avec la CFE et est interconnecté avec le projet Topolobampo, consiste en un pipeline de 24 pouces d'une capacité de 200 Mpi ³ /j. Nous estimons les coûts totaux à 400 M\$ US et prévoyons la mise en service en 2016.
Projet de pipeline de l'Alaska	
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 proposé 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 (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.
Mars 2012	Les producteurs du versant nord de l'Alaska (Exxon Mobil Corporation, ConocoPhillips et British Petroleum (BP), ainsi que TransCanada grâce à sa participation au projet de pipeline de l'Alaska, ont annoncé que les sociétés ont convenu d'un plan de travail visant à commercialiser les ressources de gaz naturel du versant nord au moyen d'une option GNL. Cela comporterait la construction d'un gazoduc du versant nord jusqu'à Valdez, en Alaska, où le gaz serait liquéfié et expédié aux marchés internationaux.
Mai 2012	Nous avons reçu l'autorisation de l'État de l'Alaska pour suspendre et préserver nos activités sur le tracé Alaska-Alberta et centrer notre attention sur la solution de rechange que représentent les GNL. Cela nous a permis de reporter notre obligation de déposer une demande de certificat de la FERC pour le tracé de l'Alberta au-delà de l'automne 2012, notre échéance initiale.
Juillet 2012	Le projet de pipeline de l'Alaska a annoncé une demande publique de manifestations d'intérêt non obligatoire pour l'obtention de capacité sur un nouveau réseau de gazoducs éventuel pour le transport du gaz du versant nord de l'Alaska. La demande de manifestations d'intérêt a eu lieu entre août 2012 et septembre 2012. Il y a eu un certain nombre de manifestations d'intérêt non obligatoires de la part d'expéditeurs éventuels provenant d'une large fourchette de secteurs d'activité en Amérique du Nord et en Asie.
Pipeline d'ANR	
Juin 2012	La FERC a rendu des ordonnances approuvant la vente par ANR de ses actifs extracôtiers à une filiale en propriété exclusive nouvellement créée, TC Offshore LLC, permettant à TC Offshore LLC d'exploiter ces actifs en tant que pipeline interétatique indépendant.
Août 2012	La FERC a approuvé le règlement d'ANR Storage Company avec ses expéditeurs.
Novembre 2012	TC Offshore LLC est entrée en exploitation commerciale.
Gas Transmission Northwest LLC (GTN)	
Mai 2011	TransCanada a clôturé la vente d'une participation de 25 % dans GTN et dans Bison Pipeline LLC (Bison) 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 GTN.
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.

Date	Description du fait nouveau
Northern Border	
Janvier 2013	Northern Border a obtenu une entente de règlement définitif avec ses expéditeurs, que la FERC a approuvée en décembre 2012 avec prise d'effet en janvier 2013. Les tarifs du règlement pour le transport sur de longues distances sont d'environ 11 % inférieurs aux tarifs de 2012 et l'amortissement a été réduit, passant de 2,4 % à 2,2 %. Le règlement comprend aussi un moratoire de trois ans sur le dépôt d'instances ou la contestation des tarifs du règlement, mais Northern Border doit engager une autre instance tarifaire d'ici cinq ans.
Great Lakes	
Juillet 2010	La FERC a approuvé sans modification l'entente de stipulation et de règlement conclue entre Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership, les participants actifs et le personnel du tribunal de la FERC. Telles qu'elles sont approuvées, la stipulation et entente s'applique à tous les expéditeurs actuels et futurs sur Great Lakes. Ce règlement exige que Great Lakes demande de nouveaux tarifs au plus tard le 1 ^{er} novembre 2013.
Bison	
Décembre 2010	La construction du gazoduc Bison 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 GTN et dans Bison 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 GTN.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux gazoducs figurent dans le rapport de gestion dans les sections *Au sujet de la société — Stratégies à long terme*, *Gazoducs — Résultats*, *Gazoducs — Les rouages du secteur des gazoducs* et *Gazoducs — Faits marquants*, sections qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

FAITS NOUVEAUX CONCERNANT LES OLÉODUCS

Date	Description du fait nouveau
Projet Gulf Coast	
Février 2012	Nous avons annoncé que ce qui avait été auparavant le tronçon de Cushing vers la côte américaine du golfe du Mexique du pipeline Keystone XL a sa propre valeur indépendante sur le marché et que nous planifions de le construire à titre de projet Gulf Coast indépendant, qui ne fait pas partie du processus du permis présidentiel pour Keystone XL. Nous prévoyons que le pipeline de 36 pouces aura une capacité initiale maximale de 700 000 barils par jour (bpj) et une capacité ultime de 830 000 bpj. Nous estimons le coût total du projet à 2,3 G\$ US et, à la fin de l'exercice, la construction était achevée à environ 35 %. Une tranche de 300 M\$ US du coût total devrait être dépensée pour le pipeline Houston Lateral, pipeline de 76 km (47 milles) qui transportera du pétrole brut aux raffineries de Houston.
Août 2012	La construction du projet Gulf Coast a commencé. Nous prévoyons mettre le pipeline en service à la fin de 2013.
Pipeline Keystone XL	
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.
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 XL 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.
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 (prolongement vers Cushing) a été parachevée 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 été réalisée et la Société a commencé à inscrire des bénéfices pour la section 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.

Date	Description du fait nouveau
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.
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.
Février 2012	TransCanada a envoyé une lettre au Département d'État des États-Unis informant celui-ci qu'elle prévoyait déposer une demande de permis présidentiel dans un proche avenir pour Keystone XL. TransCanada a aussi informé le Département d'État des États-Unis que le tronçon allant de Cushing vers la côte américaine du golfe du Mexique du projet Keystone XL serait construit à titre de projet Gulf Coast et non dans le cadre du processus du permis présidentiel.
Mai 2012	TransCanada a déposé des droits fixes révisés pour la section du prolongement vers Cushing du réseau de pipeline Keystone auprès de l'ONÉ et de la FERC. Les droits révisés, qui reflètent les coûts du projet finaux du réseau de pipelines Keystone, sont entrés en vigueur le 1 ^{er} juillet 2012.
Mai 2012	Nous avons déposé une demande de permis présidentiel (permis transfrontalier) auprès du Département d'État des États-Unis pour Keystone XL afin de transporter du pétrole brut de la frontière américano-canadienne au Montana à Steele City (Nebraska). Nous avons continué de travailler en collaboration avec le Department of Environmental Quality du Nebraska (DEQN) et diverses autres parties intéressées tout au long de 2012 afin de déterminer un tracé de rechange au Nebraska qui éviterait les Sandhills du Nebraska. Nous avons proposé un tracé de rechange au DEQN en avril 2012, puis avons modifié le tracé en réponse à des commentaires du DEQN et d'autres parties intéressées.
Septembre 2012	TransCanada a soumis un rapport environnemental supplémentaire au DEQN sur le tracé révisé proposé pour Keystone XL au Nebraska et a fourni un rapport environnemental au Département d'État des États-Unis, exigé dans le cadre de son examen de notre demande de permis transfrontalier.
Janvier 2013	Le DEQN a émis son rapport d'évaluation final sur notre tracé révisé proposé pour Keystone XL au gouverneur du Nebraska. Le rapport mentionnait que le tracé révisé proposé évite les Sandhills du Nebraska et que la construction et l'exploitation de Keystone XL devraient avoir des incidences environnementales minimales au Nebraska. En janvier, le gouverneur du Nebraska a approuvé notre tracé révisé proposé. Le Département d'État des États-Unis effectue en ce moment son processus d'examen environnemental et de détermination de l'intérêt national et nous attendons leur décision relativement à notre demande de permis transfrontalier. Nous estimons le coût total du projet à 5,3 G\$ US et, à la fin de l'exercice, avons investi une somme de 1,8 G\$ US. Nous prévoyons que le pipeline sera en service à la fin de 2014 ou au début de 2015, sous réserve des approbations réglementaires.
Projets Marketlink	
Novembre 2010	Les appels de soumissions pour les projets Bakken Marketlink et Cushing Marketlink, qui ont commencé en septembre 2010, ont pris fin avec succès.
Octobre 2012	Nous avons commencé la construction des installations de réception de Cushing Marketlink et prévoyons commencer à transporter l'approvisionnement en pétrole brut de la région productrice du bassin Permian dans l'ouest du Texas jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique à la fin de 2013 après la mise en service de notre projet Gulf Coast. Notre projet Bakken Marketlink transportera l'approvisionnement en pétrole brut de la région productrice du bassin de Williston au Dakota du Nord et au Montana vers Cushing, en Oklahoma, par des installations qui font partie de Keystone XL, qui demeure assujéti à l'approbation réglementaire.
Terminal de Keystone à Hardisty	
Mars 2012	Nous avons lancé et conclu un appel de soumissions obligatoire afin d'obtenir des engagements de parties intéressées pour le terminal de Keystone à Hardisty.
Mai 2012	Nous avons annoncé que nous avons obtenu des engagements à long terme fermes de plus de 500 000 bpj pour le terminal de Keystone à Hardisty et que nous agrandissons le projet proposé de 2 millions de barils à un terminal de 2,6 millions de barils situé à Hardisty (Alberta), grâce à un solide appui commercial. Nous prévoyons que le terminal sera opérationnel à la fin de 2014 et coûtera environ 275 M\$.
Pipeline Northern Courier	
Août 2012	Nous avons annoncé que nous avons été choisis par Fort Hills Energy Limited Partnership pour concevoir et construire le pipeline Northern Courier proposé et en être les propriétaires-exploitants. Nous estimons les coûts en capital totaux à 660 M\$. Le réseau de pipelines est entièrement souscrit aux termes d'un contrat à long terme pour desservir la mine Fort Hills, qui appartient conjointement à Suncor Énergie Inc., à Total E&P Canada Ltd. et à Ressources Teck Limitée. Le projet est conditionnel à ce que le projet Fort Hills soit approuvé par les propriétaires de la mine Fort Hills et est assujéti à l'approbation réglementaire.

Date	Description du fait nouveau
Pipeline Grand Rapids	
Octobre 2012	Nous avons annoncé que nous avons conclu des conventions obligatoires avec Phoenix Energy Holdings Limited (Phoenix) afin de développer le pipeline Grand Rapids dans le nord de l'Alberta. Le projet, qui comprend des canalisations de pétrole brut et de diluant, aura la capacité de transporter jusqu'à 900 000 bpj de pétrole brut et 330 000 bpj de diluant. Nous et Phoenix seront chacun propriétaire de 50 % du projet et nous exploiterons le réseau, qui devrait coûter 3 G\$. Phoenix a conclu un engagement à long terme pour l'expédition de pétrole brut et de diluant sur ce pipeline. Nous prévoyons que le réseau de pipelines Grand Rapids, sous réserve des approbations réglementaires, sera mis en service en plusieurs étapes, le transport du pétrole brut initial commençant au plus tard au milieu de 2015 et le réseau au complet étant en service d'ici la deuxième moitié de 2017.
Conversion du réseau principal au Canada	
Troisième trimestre 2012	Nous avons établi qu'il est techniquement et financièrement faisable de convertir un tronçon du réseau de gazoducs du réseau principal au Canada au transport du pétrole brut. Nous travaillons activement à la réalisation de ce projet et avons commencé à solliciter des commentaires des parties prenantes et des expéditeurs éventuels afin de déterminer l'acceptation par le marché.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux oléoducs figurent dans le rapport de gestion dans les sections *Au sujet de la société — Stratégies à long terme, Oléoducs — Résultats, Oléoducs — Perspectives, Oléoducs — Les rouages du secteur des oléoducs* et *Oléoducs — Faits marquants*, sections qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

FAITS NOUVEAUX CONCERNANT L'ÉNERGIE

Date	Description du fait nouveau
Sundance	
Deuxième trimestre 2010	Le réacteur 3 de Sundance B a connu un arrêt non planifié lié à une défaillance mécanique de certaines composantes de la génératrice et a fait l'objet d'une prétention de force majeure par TransAlta Corporation (TransAlta). L'ASTC Power Partnership, qui détient le contrat d'achat d'électricité (CAE) de Sundance B, a contesté la prétention dans le cadre du processus de règlement des différends obligatoire prévu dans le CAE parce qu'elle ne croyait pas que la prétention de TransAlta répondait aux critères de force majeure. Nous avons donc comptabilisé une quote-part du résultat provenant de notre participation de 50 % dans ASTC Power Partnership comme si cet événement était un arrêt de la centrale normal.
Décembre 2010	Les réacteurs 1 et 2 de Sundance A ont été retirés du service.
Janvier 2011	Les réacteurs 1 et 2 de Sundance A ont fait l'objet d'une prétention de force majeure de la part de TransAlta.
Février 2011	TransAlta nous a informés qu'il n'était pas économique de remplacer ou de réparer les réacteurs 1 et 2 et que le CAE de Sundance A devait être résilié. Nous avons contesté les deux prétentions de force majeure et de destruction économique dans le cadre du processus de règlement des différends obligatoire prévu dans le CAE.
Juillet 2012	Un groupe d'arbitrage a décidé que le CAE de Sundance A ne devait pas être résilié et a ordonné à TransAlta de reconstruire les réacteurs 1 et 2. Le groupe a aussi limité la prétention de force majeure de TransAlta à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les réacteurs puissent être raisonnablement remis en service. TransAlta a annoncé qu'elle prévoit que les réacteurs seront remis en service à l'automne de 2013. Comme nous considérons que les arrêts étaient une interruption de l'approvisionnement, nous avons accumulé 188 M\$ dans le revenu avant impôts entre décembre 2010 et mars 2012. La décision a eu pour résultat que nous avons reçu environ 138 M\$ de ce montant. Nous avons comptabilisé le solde de 50 M\$ à titre de charge imputée aux résultats du deuxième trimestre de 2012, dont une tranche de 20 M\$ avait trait à des montants accumulés en 2011. Nous ne comptabiliserons plus de produit des activités ordinaires ou de coûts liés au CAE jusqu'à ce que les réacteurs soient remis en service. La valeur comptable nette du CAE de Sundance A comptabilisée dans les Actifs incorporels et autres actifs demeure entièrement recouvrable.
Novembre 2012	Une décision arbitrale a été rendue, le groupe d'arbitrage accordant un redressement pour force majeure partiel à TransAlta à l'égard du réacteur de Sundance B, et nous avons réduit de 11 M\$ notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership afin de refléter le montant qui ne sera pas recouvré par suite de la décision.
Centrale de Napanee	
Décembre 2012	Nous avons signé un contrat avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) afin de développer une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel de 900 mégawatts (MW) au site de Lennox de l'Ontario Power Generation dans l'est de l'Ontario dans la ville de Greater Napanee et d'en être les propriétaires-exploitants. La centrale remplacera l'installation qui avait été planifiée pour la collectivité d'Oakville (Ontario) et avait été annulée par la suite et elle fonctionnera aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans avec l'OEO. Nous avons reçu le remboursement de 250 M\$ de coûts, ayant principalement trait aux turbines de gaz naturel qui ont été achetées pour le projet d'Oakville et qui seront maintenant utilisées à Napanee. Nous prévoyons investir environ 1,0 G\$ dans l'installation de Napanee.
Parc éolien Cartier	
Novembre 2011	Le projet Montagne-Sèche et la première phase du parc éolien Gros-Morne ont été achevés.

Date	Description du fait nouveau
Novembre 2012	Nous avons mis en service la deuxième phase du projet de parc éolien Gros-Morne, complétant le projet de parc éolien Cartier de cinq phases, de 590 MW, au Québec. Toute l'électricité produite par le parc éolien Cartier est vendue à Hydro-Québec Distribution (Hydro-Québec) aux termes de CAE d'une durée de 20 ans.
Énergie solaire de l'Ontario	
Décembre 2011	Nous avons convenu d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario (capacité combinée de 86 MW) auprès de Canadian Solar Solutions Inc. (Canadian Solar), en contrepartie d'environ 476 M\$. Aux termes de la convention, Canadian Solar développera et construira chacun des neuf projets d'énergie solaire en utilisant des panneaux photovoltaïques. Nous achèterons chaque projet une fois que la construction et l'essai de réception seront achevés et que l'exploitation commerciale commencera. Toute l'énergie produite sera vendue aux termes de CAE d'une durée de 20 ans avec l'OEO dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis en Ontario. Nous prévoyons conclure l'acquisition des deux premiers projets (capacité combinée de 20 MW) au cours de la première moitié de 2013 pour un coût total d'environ 125 M\$. Nous pouvons acquérir les sept autres projets en 2013 jusqu'à la fin de 2014, sous réserve des approbations réglementaires.
Bécancour	
Juin 2011	Hydro-Québec nous a avisés 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. Nous continuons de recevoir des paiements de capacité aux termes de la convention comparables aux paiements qu'elle aurait reçus dans le cours normal de ses activités.
Juin 2012	Hydro-Québec nous a avisé qu'elle exercerait son option de prolonger la convention visant la suspension de toute la production d'électricité de la centrale de Bécancour tout au long de 2013. Selon la convention de suspension, Hydro-Québec a l'option (sous réserve de certaines conditions) de prolonger la suspension tous les ans jusqu'à ce que les niveaux de la demande régionale d'électricité remontent. Nous continuerons de recevoir des paiements de capacité pendant que la production est suspendue.
Bruce	
Février 2011	La convention de mise en œuvre de la remise à neuf de Bruce Power (CMORNB) 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 CMORNB et les prix du disponible sur le marché. En conséquence, toute la production de Bruce A a été 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 CMORNB 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 CMORNB initiale, qui a été signée en 2005, Bruce A s'est engagé à remettre à neuf et à redémarrer les réacteurs 1 et 2 alors 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.
Novembre 2011	Bruce Power a commencé l'arrêt West Shift Plus dans le cadre de la stratégie de prolongement de la durée du réacteur 3.
Mars 2012	Bruce Power a reçu l'autorisation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire de mettre en marche le réacteur 2.
Mai 2012	Un incident est survenu dans le générateur électrique du réacteur 2 dans la partie non nucléaire de la centrale, qui a retardé la synchronisation du réacteur 2 avec le réseau électrique de l'Ontario. Par conséquent, Bruce Power a soumis une prétention de force majeure à l'OEO.
Juin 2012	Bruce Power a remis le réacteur 3 en service après avoir exécuté l'arrêt visant à prolonger la durée West Shift Plus au coût de 300 M\$, qui a commencé en 2011. Le réacteur 4 devrait être remis en service à la fin du premier trimestre de 2013 après l'exécution d'un programme d'investissement dans un arrêt élargi qui a commencé en août 2012. Ces investissements devraient permettre aux réacteurs 3 et 4 de produire de l'électricité à faible coût au moins jusqu'en 2021.
Août 2012	TransCanada a confirmé que la prétention de force majeure soumise par Bruce Power à l'OEO relativement au réacteur 2 (Bruce A) avait été acceptée. La prétention résultait d'un événement survenu en mai 2012 qui avait retardé la synchronisation de ce réacteur avec le réseau électrique de l'Ontario. Grâce à l'acceptation de la prétention de force majeure, Bruce Power a continué de recevoir le prix prévu au contrat pour l'électricité produite par les réacteurs en exploitation à Bruce A après le 1 ^{er} juillet 2012.
Octobre 2012	Les réacteurs 1 et 2 ont été remis en service après l'achèvement de la remise à neuf. L'incident survenu en mai 2012 au sein de la génératrice électrique du réacteur 2 dans la partie non nucléaire de la centrale a retardé la remise en service des réacteurs. La prétention de force majeure que Bruce Power a soumise à l'OEO a été acceptée en août et Bruce Power a continué à recevoir le prix prévu au contrat pour l'électricité produite pendant la période visée par la force majeure.

Date	Description du fait nouveau
Novembre 2012	Les réacteurs 1 et 2 ont tous deux fonctionné à des niveaux de production réduits après leur remise en service, et Bruce Power a déconnecté le réacteur 1 pour un arrêt d'entretien d'environ un mois. Bruce Power prévoit que les pourcentages de disponibilité des réacteurs 1 et 2 augmenteront au fil du temps, toutefois, ces réacteurs n'ont pas fonctionné pendant longtemps et pourraient connaître des taux d'arrêt forcé légèrement supérieurs et des pourcentages de disponibilité réduits en 2013. La disponibilité globale de la centrale pour Bruce A devrait être d'environ 90 % en 2013.
Ravenswood	
Troisième et quatrième trimestres 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 (NYISO) a appliqué les règles d'établissement des prix pour une centrale qui a récemment commencé à desservir ce marché. Nous avons déposé conjointement deux plaintes officielles auprès de la FERC contestant la façon dont le NYISO a appliqué ses règles d'atténuation du pouvoir d'achat des acheteurs touchant les critères des appels d'offre associés à deux nouvelles centrales qui sont entrées en service sur les marchés de la zone J de New York au cours de l'été de 2011.
Juin 2012	La FERC traité la première plainte, indiquant qu'elle prendrait des mesures pour accroître la transparence et l'obligation de rendre compte pour les tests d'exemption des mesures d'atténuation (TEMA) et les décisions futurs.
Septembre 2012	La FERC a rendu une ordonnance relativement à la deuxième plainte, ordonnant au NYISO de soumettre à un autre test les deux nouvelles centrales ainsi qu'un projet de transport actuellement en construction en utilisant un ensemble d'hypothèses modifié afin d'effectuer les calculs des TEMA de façon plus exacte, conformément aux règles et aux dispositions tarifaires existantes. Le nouveau calcul, terminé en novembre 2012, a permis d'établir que l'une des centrales avait reçu une exemption par erreur. Cette exemption a été révoquée et la centrale est maintenant tenue d'offrir sa capacité à un prix plancher, ce qui exerce une pression à la hausse sur les prix aux ventes aux enchères de capacité depuis décembre. L'ordonnance était uniquement prospective et n'a pas d'incidence sur les prix de capacité pour les périodes antérieures.
CrossAlta	
Décembre 2012	Nous avons acquis les participations restantes de 40 % dans l'installation de stockage du gaz Crossfield et la société de commercialisation CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. auprès de BP en contrepartie d'environ 220 M\$. Nous sommes maintenant propriétaires-exploitants de 100 % des participations de CrossAlta. L'acquisition a ajouté une capacité de stockage aménagée de gaz naturel supplémentaire de 27 milliards de pieds cubes (Gpi ³) à notre portefeuille existant en Alberta.
Coolidge	
Mai 2011	La centrale électrique Coolidge a été achevée et mise en service.
Parc éolien Kibby	
Octobre 2010	La deuxième phase du parc éolien Kibby, qui comprend 22 turbines totalisant 66 MW, a été réalisée et mise en service.
Halton Hills	
Septembre 2010	La centrale électrique Halton Hills, de 683 MW, a été réalisée et mise en service.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs à l'énergie figurent dans le rapport de gestion dans les sections *Au sujet de la société — Stratégies à long terme*, *Énergie — Résultats*, *Énergie — Perspectives*, *Énergie — Les rouages du secteur de l'énergie* et *Énergie — Faits marquants*, sections qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Activités de TransCanada

Nous sommes une société d'infrastructure énergétique nord-américaine de pointe dont les principales activités sont axées sur les gazoducs, les oléoducs et l'énergie. À la fin de l'exercice et pour l'exercice alors terminé, les gazoducs représentaient environ 53 % des produits des activités ordinaires et 48 % des actifs totaux de TransCanada; les oléoducs représentaient environ 13 % des produits des activités ordinaires et 22 % des actifs totaux de TransCanada; et l'énergie représentait environ 34 % des produits des activités ordinaires et 27 % 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 2012 et 2011.

Produits des activités ordinaires provenant des activités (en millions de dollars)	2012	2011
Gazoducs		
Canada - Marché intérieur	2 294 \$	2 180 \$
Canada - Marché de l'exportation ⁽¹⁾	751	786
États-Unis	1 112	1 207
Mexique	107	71
	4 264	4 244
Oléoducs		
Canada - Marché intérieur	-	-
Canada - Marché de l'exportation ⁽¹⁾	370	300
États-Unis	669	527
	1 039	827
Énergie⁽²⁾		
Canada - Marché intérieur	1 233	1 749
Canada - Marché de l'exportation ⁽¹⁾	-	1
États-Unis	1 471	1 018
	2 704	2 768
Total des produits des activités ordinaires⁽³⁾	8 007 \$	7 839 \$

(1) Les exportations comprennent les produits des activités ordinaires attribuables aux livraisons aux pipelines des États-Unis et aux livraisons d'électricité sur les marchés américains.

(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 livre du gaz naturel à des sociétés de distribution locales, à des installations de production d'électricité et à d'autres entreprises un peu partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Nos gazoducs et nos avoirs connexes sont décrits ci-dessous.

Nous sommes les exploitants de tous les gazoducs et actifs de stockage suivants, à l'exception d'Iroquois.

	Longueur	Description	Participation effective
Gazoducs au Canada			
Réseau de l'Alberta	24 337 km (15 122 milles)	Réseau qui recueille et transporte du gaz naturel en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
Réseau principal au Canada	14 101 km (8 762 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont. Il est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.	100 %
Foothills	1 241 km (771 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir des marchés du Midwest américain, du Pacific Northwest, de la Californie et du Nevada.	100 %
Trans Québec & Maritimes (TQM)	572 km (355 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se relier au réseau de Portland, dans le nord-est des États-Unis.	50 %
Gazoducs aux États-Unis			
Pipeline d'ANR	16 656 km (10 350 milles)	Réseau de transport de gaz naturel depuis des gisements en exploitation au Texas et en Oklahoma, des zones côtières et extracôtières du golfe du Mexique et des régions américaines du centre du continent, jusqu'à des marchés situés pour la plupart au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Indiana et en Ohio. Ce réseau se raccorde à Great Lakes.	100 %
Stockage d'ANR	250 Gpi ³	Installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.	
Bison	487 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous sommes propriétaires effectifs de 83,3 % du réseau par le truchement de notre participation directe de 75 % et de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	83,3 %
GTN	2 178 km (1 353 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et de la région des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous sommes propriétaires effectifs de 83,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 75 % et de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	83,3 %
Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié à ANR et au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et qui dessert des marchés de l'Est du Canada et du Haut-Midwest des États-Unis. Nous sommes propriétaires effectifs de 69,0 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	69 %
Iroquois	666 km (414 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du nord-est des États-Unis.	44,5 %
North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier qui s'étend depuis Ehrenberg, en Arizona, jusqu'à Ogilby, en Californie, avant de se raccorder au réseau de gazoducs d'un tiers à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous sommes propriétaires effectifs de 33,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	33,3 %
Northern Border	2 265 km (1 407 milles)	Réseau de transport gazier qui traverse le Midwest américain et se raccorde à Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. Nous sommes propriétaires effectifs de 16,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	16,7 %

	Longueur	Description	Participation effective
Portland	474 km (295 milles)	Pipeline qui est relié à TQM près d'East Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis.	61,7 %
Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel de GTN à Malin, en Oregon à Wadsworth, au Nevada; il livre du gaz dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada. Nous sommes propriétaires effectifs de 33,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	33,3 %
Gazoducs au Mexique			
Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui achemine du gaz naturel de Manzanillo à Guadalajara, au Mexique.	100 %
Tamazunchale	130 km (81 milles)	Gazoduc qui achemine du gaz naturel de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi au Mexique.	100 %
En construction			
Gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel de El Oro à Mazatlan, au Mexique. Il se raccorde au projet de gazoduc Topolobampo.	100 %
Prolongement du gazoduc Tamazunchale	235 km (146 milles)	Gazoduc visant à prolonger depuis le terminal existant du gazoduc de Tamazunchale afin de transporter du gaz naturel jusqu'aux centrales électriques situées à El Sauz, dans l'État de Querétaro, au Mexique.	100 %
Gazoduc de Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel de Chihuahua à Topolobampo, au Mexique.	100 %
En cours d'élaboration			
Projet de gazoduc de l'Alaska	2 737 km (1 700 milles)	Gazoducs visant l'acheminement du gaz naturel de Prudhoe Bay à l'Alberta ou de Prudhoe Bay aux installations de GNL dans le centre sud de l'Alaska. Nous avons conclu une entente avec ExxonMobil visant l'avancement conjoint des projets.	
Coastal GasLink	650 km* (404 milles)	Gazoduc visant la livraison de gaz naturel de la zone productrice de gaz naturel de Montney, près de Dawson Creek (C.-B.), jusqu'à l'installation de GNL proposée de LNG Canada, près de Kitimat (C.-B.).	
Projet de transport du gaz de Prince Rupert	750 km* (466 milles)	Gazoduc visant la livraison de la zone productrice de gaz naturel de North Montney, près de Fort St. John (C.-B.), à l'installation de GNL proposée de la région du Pacific Northwest, près de Prince Rupert (C.-B.).	

* La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception.

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 dans les sections *Gazoducs — Résultats*, *Gazoducs — Les rouages du secteur des gazoducs* et *Gazoducs — Faits marquants*, sections qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

ACTIVITÉS RELATIVES AUX OLÉODUCS

TransCanada livre, aux termes de contrats, de l'approvisionnement en pétrole brut nord-américain à des marchés clés des États-Unis. Nos oléoducs et nos avoirs connexes sont décrits ci-dessous.

Nous sommes les exploitants de tous les oléoducs et biens suivants :

	Longueur	Description	Participation
Oléoduc			
Réseau d'oléoducs Keystone	3 467 km (2 154 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, puis de Cushing, en Oklahoma.	100 %
En construction			
Cushing Marketlink	Installations de réception de brut	Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin permien, dans l'Ouest du Texas, jusqu'au marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique, par l'entremise d'installations faisant partie du projet Gulf Coast.	100 %

	Longueur	Description	Participation
Projet Gulf Coast	780 km (485 milles)	Transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Le projet comprend l'oléoduc Houston Lateral d'une longueur de 76 km (47 milles).	100 %
Terminal de Keystone à Hardisty	Terminal pétrolier	Terminal pétrolier devant être situé à Hardisty, en Alberta, afin de fournir aux producteurs de l'Ouest canadien des installations d'accumulation de lots de pétrole brut et des installations pipelinaires et leur permettre l'accès au réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
En cours d'élaboration			
Bakken Marketlink	Installations de réception de pétrole brut	Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin de Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL.	100 %
Conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada		Conversion au transport de pétrole brut d'un tronçon de gazoduc du réseau principal au Canada qui acheminera du pétrole brut entre Hardisty, en Alberta, et les marchés de l'Est du Canada.	100 %
Pipeline Grand Rapids	500 km (300 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray jusqu'à la région d'Edmonton-Heartland. Le projet est un partenariat avec Phoenix.	50 %
Keystone XL	1 897 km (1 179 milles)	Oléoduc reliant Hardisty, en Alberta, à Steele City, au Nebraska, dans le but de porter la capacité du réseau d'oléoducs Keystone à 1,4 million de btpj. En attente d'une décision relativement à la demande de permis présidentiel.	100 %
Pipeline Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant entre le site minier de Fort Hills jusqu'à l'usine de traitement Voyager, située au nord de Fort McMurray en Alberta.	100 %

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 dans les sections *Oléoducs — Résultats*, *Oléoducs — Les rouages du secteur des oléoducs* et *Oléoducs — Faits marquants*, sections qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

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, le réseau de l'Alberta et les autres pipelines canadiens appartenant à TransCanada ou exploités par celle-ci (collectivement, les Réseaux) sont réglementés par l'ONÉ. L'ONÉ établit les droits qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts du 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 sur les Réseaux ou qui y sont associées 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.

Projets de gazoducs

Le projet de gazoduc côtier GasLink et le projet de transport du gaz de Prince Rupert sont proposés et développés principalement sous le régime réglementaire administré par la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) et le British Columbia Environmental Assessment Office (BCEAO). La BCOGC est responsable de la supervision des activités pétrolières et gazières en Colombie-Britannique, notamment l'exploration, le développement, le transport par pipeline et la remise en état. Le BCEAO est un organisme qui gère l'examen des principaux projets proposés en Colombie-Britannique, tel que l'exige la *Environmental Assessment Act* de la Colombie-Britannique. Les deux projets sont aussi assujettis aux dispositions de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Les activités préalables aux demandes sont actuellement en cours auprès de la BCOGC et de la BCEAO ainsi que de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

Oléoducs

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, ainsi que l'exploitation matérielle du tronçon canadien du réseau de pipelines Keystone, y compris le terminal de Keystone à Hardisty. L'ONÉ doit par ailleurs approuver l'ajout d'installations. Les tarifs du service de transport sur le réseau de pipelines 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.

Projets d'oléoducs

Les projets d'oléoducs Northern Courier et Grand Rapids sont proposés actuellement et développés principalement sous le régime réglementaire administré par l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta et l'Environment and Sustainable Resource Development (ESRD) de l'Alberta. L'approbation de l'ERCB est requise pour la construction et l'exploitation des oléoducs et des installations associées. L'approbation de l'ESRD est requise pour la construction et l'exploitation d'un terminal avec réservoir lorsque le projet comporte le stockage de plus 10 000 mètres cubes (62 898 bpi) de produits pétroliers raffinés. Les activités préalables aux demandes sont actuellement en cours.

États-Unis

Gazoducs

Les pipelines dont TransCanada est entièrement ou partiellement propriétaire aux États-Unis sont considérés comme des sociétés de gaz naturel (*natural gas companies*), sont régis par la *Natural Gas Act of 1938* et la *Natural Gas Policy Act of 1978* et sont assujettis aux pouvoirs 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 du transport du gaz naturel et de réglementer le commerce du gaz naturel entre les États. Les installations de stockage du gaz naturel du réseau d'ANR au Michigan sont également réglementées par la FERC.

Oléoducs

La FERC réglemente aussi les conditions de desserte du tronçon américain du réseau de pipelines Keystone, y compris les tarifs du transport. Certains États dans lesquels le réseau de pipelines Keystone a des droits de passage réglementent également la construction et le choix de sites du réseau de pipelines Keystone. Le pipeline Keystone XL demeure assujéti à la décision du Département d'État des États-Unis au sujet de la demande de permis présidentiel de TransCanada.

Mexique

Gazoducs

Les pipelines de TransCanada au Mexique sont réglementés par la Comisión Reguladora de Energía ou commission de réglementation de l'énergie (CRE). La CRE réglemente la construction et l'exploitation des installations de pipelines, notamment l'approbation des tarifs, des services et des taux connexes. Toutefois, les contrats qui soutiennent les installations au Mexique sont des contrats de taux négociés à long terme et ne sont pas assujettis à d'autres approbations réglementaires.

ACTIVITÉS RELATIVES À L'ÉNERGIE

Les activités relatives à l'énergie de TransCanada comprennent un portefeuille d'actifs de production d'électricité au Canada et aux États-Unis et des actifs de stockage du gaz naturel non réglementés en Alberta. Ce 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 en Alberta. Nos actifs énergétiques et avoirs connexes sont décrits ci-dessous.

Nous sommes les exploitants de tous nos actifs énergétiques, à l'exception des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, du parc éolien Cartier, de Bruce A et B et de Portlands Energy.

	Capacité de produc- tion (MW)	Type de combus- tible	Description	Lieu	Partici- pation
Installations énergétiques au Canada					
Capacité de production de 8 070 MW (y compris les installations en cours de développement)					
Installations énergétiques de l'Ouest					
Offre d'électricité de 2 636 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis					
Bear Creek	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Grand Prairie (Alberta)	100 %
Cancarb	27	gaz naturel, chaleur résiduelle	Centrale alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant d'une installation attenante de noir de carbone thermique (un sous-produit du gaz naturel) de TransCanada	Medicine Hat (Alberta)	100 %
Carseland	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
Coolidge ⁽¹⁾	575	gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple	Coolidge (Arizona)	100 %
Mackay River	165	gaz naturel	Centrale de cogénération	Fort McMurray (Alberta)	100 %
Redwater	40	gaz naturel	Centrale de cogénération	Redwater (Alberta)	100 %
CAE de Sheerness	756	charbon	CAE visant la totalité de la production	Hanna (Alberta)	100 %
CAE de Sundance A	560	charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	100 %

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Lieu	Participation
CAE de Sundance B (propriétaire : ASTC Power Partnership ⁽²⁾)	353 ⁽³⁾	charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	50 %
Installations énergétiques de l'Est					
Capacité de production de 2 950 MW (y compris les installations en développement)					
Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
Parc éolien Cartier	366 ⁽³⁾	énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint John (Nouveau-Brunswick)	100 %
Halton Hills	683	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
Portlands Energy	275 ⁽³⁾	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %
Bruce Power					
Capacité de production de 2 484 MW par l'entremise de huit générateurs de puissance nucléaire					
Bruce A	1 462 ⁽³⁾	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
Bruce B	1 022 ⁽³⁾	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %
Installations énergétiques aux États-Unis					
Capacité de production de 3 755 MW					
Parc éolien Kibby	132	énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
Ocean State Power	560	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Burrillville (Rhode Island)	100 %
Ravenswood	2 480	gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples, regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion	Queens (New York)	100 %
TC Hydro	583	hydro-électricité	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes	Sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield (New Hampshire, Vermont et Massachusetts)	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées					
Capacité de stockage de gaz naturel non réglementé de 118 Gpi ³					
CrossAlta	68 Gpi ^{3 4}		Installation souterraine reliée au réseau de l'Alberta	Crossfield (Alberta)	100 %
Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de l'Alberta	Edson (Alberta)	100 %
En cours d'élaboration					
Napanee	900	gaz naturel	Centrale à cycle combiné proposée	Greater Napanee (Ontario)	100 %
Énergie solaire en Ontario	86	énergie solaire	Neuf projets d'énergie solaire de Canadian Solar Solutions Inc. Nous nous attendons à acquérir les deux premiers projets au cours du premier semestre de 2013 et les sept autres, en 2013 ou vers la fin de 2014	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %

- (1) Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest au Canada.
- (2) Nous détenons une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a conclu un CAE à l'égard de la totalité de la production de la centrale de Sundance B.
- (3) Notre quote-part de la capacité de production.
- (4) La capacité indiquée tient compte de l'acquisition d'une capacité de stockage du gaz aménagée de 27 Gpi³ en décembre 2012.

Nous sommes propriétaires ou détenons des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 600 MW en Alberta et en Arizona, par le truchement de trois CAE à long terme, de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et de Coolidge, centrale électrique de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en Arizona.

Électricité achetée au moyen de contrats à long terme :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
CAE de Sheerness	Achat d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans	ATCO Power et TransAlta Utilities Corporation	2020
CAE de Sundance A	Achat d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans	TransAlta Utilities Corporation	2017
CAE de Sundance B	Achat d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans (nous sommes propriétaires de 50 % par le truchement de ASTC Power Partnership)	TransAlta Utilities Corporation	2020

Électricité vendue au moyen de contrats à long terme :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Coolidge	Vente d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans	Salt River Project Agricultural Improvement & Power District	2031

Nous sommes propriétaires d'une capacité de production d'électricité d'environ 3 000 MW dans l'Est du Canada ou sommes en train de la développer. Toute l'électricité produite par ces actifs est vendue aux termes de contrats. Une maintenance rigoureuse visant l'exploitation des installations est essentielle aux résultats de nos actifs énergétiques situés dans l'Est, où le résultat dépend de la disponibilité et du rendement des installations.

Les actifs actuellement en exploitation en vertu de contrats à long terme sont les suivants :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Bécancour ⁽¹⁾	CAE de 20 ans Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2026
Parc éolien Cartier	CAE de 20 ans	Hydro-Québec	2032
Grandview	Contrat d'achat ferme de 20 ans visant 100 % de la chaleur et de l'électricité produites	Irving Oil	2025
Halton Hills	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	2030
Portlands Energy	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	2029

(1) La production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Les actifs en cours d'élaboration

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Énergie solaire en Ontario	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service
Napanee	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service

Nous sommes propriétaires d'une capacité de production d'électricité d'environ 3 800 MW à New York et en Nouvelle-Angleterre, y compris des centrales alimentées au gaz naturel, au pétrole, à l'énergie hydraulique et à l'énergie éolienne.

Nous sommes propriétaires ou détenons le contrôle d'une capacité de stockage du gaz naturel non réglementée de 156 Gpi³ en Alberta. Cela comprend des contrats pour une capacité de stockage à long terme en Alberta d'un tiers, qui viennent à échéance en 2030, sous réserve de droits de résiliation anticipée en 2015. Ces activités sont exercées indépendamment de nos activités de transport du gaz naturel réglementées et des activités de stockage réglementées d'ANR, qui sont comprises dans notre segment relatif aux gazoducs.

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 dans les sections *Énergie — Résultats*, *Énergie — Les rouages du secteur de l'énergie* et *Énergie — Faits marquants*, sections qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Généralités

EMPLOYÉS

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TransCanada, TCPL, comptait environ 4 900 employés actifs à temps plein, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Calgary	2 247
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	495
Houston	549
Midwest américain	468
Nord-est des États-Unis	414
Est du Canada	268
Sud-est des États-Unis/côte du Golfe	275
Côte ouest des États-Unis	80
Mexique et Amérique du Sud	73
Total	4 869

SANTÉ, SÉCURITÉ, PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET POLITIQUES SOCIALES

Le comité santé, sécurité et environnement surveille le respect de notre politique en matière de santé, sécurité et environnement (SSE) d'entreprise au moyen de rapports réguliers de la direction. Nous avons un système de gestion de la SSE intégré qui établit un cadre pour la gestion des questions relatives à la SSE et qui sert à saisir, organiser et consigner nos politiques, nos programmes et nos procédures connexes.

Notre système de gestion pour la SSE s'inspire des normes internationales pour les systèmes de gestion de l'environnement, est conforme aux normes consensuelles sectorielles externes et à des programmes réglementaires volontaires et respecte les exigences législatives applicables et divers autres systèmes de gestion interne. Il suit un cycle d'amélioration continue divisé en quatre domaines principaux :

- la planification : évaluation du risque et des règlements, objectifs et cibles et structure et responsabilités
- mise en œuvre : élaboration et mise en œuvre de programmes, de procédures et de pratiques visant la gestion du risque opérationnel
- rapports : gestion des documents et des registres, communication et rapports
- action : audit permanent et examen du rendement en ce qui concerne la SSE.

Le comité examine le rendement en ce qui concerne la SSE en le comparant trimestriellement à des cibles préalablement établies à cet égard et tenant compte des incidents et des faits saillants du rendement à cet égard au cours du trimestre pertinent, et il examine les plans des programmes et des cibles de rendement pour les années ultérieures. Il reçoit des rapports détaillés sur notre gestion du risque opérationnel, y compris la gouvernance de ces risques, le rendement opérationnel et l'entretien préventif, l'intégrité des pipelines, les questions liées au risque opérationnel et les faits nouveaux législatifs applicables. Le comité reçoit aussi des mises à jour sur des centres d'intérêt particuliers de l'examen de la gestion du risque opérationnel qui sont en cours par la direction.

Politiques environnementales

Les installations de TransCanada sont assujetties à des lois et des règlements fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux sur l'environnement qui régissent la protection de l'environnement, notamment les émissions dans l'atmosphère et les émissions de gaz à effet de serre, 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 environnementaux 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 avons mis en œuvre des programmes d'inspection et d'audit conçus pour veiller à ce que toutes nos installations respectent les obligations environnementales.

Sécurité et intégrité des actifs

La sécurité, qui est l'une des priorités de TransCanada, fait partie de la culture d'entreprise pour nos employés. Depuis 2008, nous avons poursuivi l'amélioration de nos résultats en matière de santé et sécurité d'année en année. Dans l'ensemble, les taux de fréquence relativement aux incidents de TransCanada en 2012 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. Notre dossier de sécurité des pipelines en 2012 a continué d'être plus reluisant que les dossiers de référence de l'industrie.

TransCanada effectue couramment des exercices sur le terrain d'intervention en cas d'urgence afin d'aider à assurer une coordination efficace entre la Société, les intervenants d'urgence locaux, les organismes de réglementation et des membres du public en cas d'urgence. Cela facilite aussi l'amélioration de notre état de préparation aux situations d'urgence et de notre programme et de nos procédures d'intervention.

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

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 intéressées. 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 intéressées. Le code est affiché sur notre site Web (www.transcanada.com).

Notre approche envers les parties intéressées 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 intéressées doivent prendre part à nos projets dès leur début et tout au long de leur développement jusqu'à leur exploitation.

Facteurs de risque

Le rapport de gestion contient une analyse des facteurs de risque ayant une incidence sur la Société dans les sections *Gazoduc — Risques d'entreprise*, *Oléoducs — Risques d'entreprise* et *Autres renseignements — Risques et gestion des risques*, sections qui sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi.

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 (actions privilégiées de série 1) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées 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. 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 (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 (actions privilégiées de série 3) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées 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. 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 (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 (actions privilégiées de série 5) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées 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. 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 (actions privilégiées de série 6), comme il est indiqué à la rubrique *Actions privilégiées de premier rang* ci-après.

Les dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 1, 3 et 5 au cours des trois derniers exercices terminés sont indiqués dans le tableau suivant :

	2012	2011	2010
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 1	1,15 \$	1,15 \$	1,15 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 3	1,00 \$	1,00 \$	0,80 \$ ⁽¹⁾
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 5	1,10 \$	1,10 \$	0,65 \$ ⁽²⁾

(1) Reflète les dividendes déclarés et versés par action pour la période allant de l'émission le 11 mars 2010 au 31 décembre 2010.

(2) Reflète les dividendes déclarés par action pour la période allant de l'émission le 29 juin 2010 au 31 décembre 2010.

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

	2012	2011	2010
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	1,76 \$	1,68 \$	1,60 \$

En février 2013, le conseil a approuvé une augmentation de 5 % du dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation, celui-ci passant de 0,44 \$ par action à 0,46 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2013.

Description de la structure du capital

CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 705 461 386 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 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 régime crée un droit rattaché à chaque action ordinaire en circulation ainsi qu'à chaque action ordinaire émise subséquemment. Chaque droit peut être exercé dix jours de bourse après qu'une personne a acquis (un acquéreur), 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 régime (une offre permise). 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 permise, est appelée un événement déclencheur (*flip-in event*). Dix jours de bourse après un événement déclencheur, chaque droit de TransCanada permettra aux porteurs inscrits autres qu'un acquéreur de recevoir, sur paiement du prix d'exercice, le nombre d'actions ordinaires dont le cours au marché global équivaut à deux fois le prix d'exercice. La prorogation et les modifications du régime de droits des actionnaires feront l'objet d'un vote à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2013.

TransCanada a un régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (RRD) 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 et les actions émises au lieu de dividendes étaient nouvellement émises. L'escompte était de 3 % en 2010 et a été réduit à 2 % à compter des dividendes déclarés en février 2011. 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 RRD.

TransCanada a également des régimes de rémunération à base d'actions permettant à certains employés d'acheter des actions ordinaires de TransCanada. Les prix d'exercice des options correspondent au cours de clôture à la Bourse de Toronto (TSX) le dernier jour de bourse précédant immédiatement la date d'attribution. Les options attribuées aux termes des régimes peuvent généralement être exercées intégralement après trois ans et deviennent caduques sept ans après la date de l'attribution. À notre assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2013, les actionnaires de TransCanada seront appelés à voter afin de reconformer notre régime d'options d'achat d'actions et les modifications décrites dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de TransCanada datée du 11 février 2013.

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 sa liquidation ou de sa dissolution.

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*. Le 31 décembre 2014 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite, 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 en espèces privilégiées 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 % et auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 1, sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2019 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite. 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. Sauf en ce qui concerne les droits de rachat (tel qu'il est décrit ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 2 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 1. TransCanada pourra racheter les actions privilégiées de série 2, en totalité ou en partie, en tout temps après le 31 décembre 2014 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 31 décembre 2019 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, 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. Le 30 juin 2015 et le 30 juin 2015 et tous les cinq ans par la suite, 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 en espèces privilégiées 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 % et auront le droit de

convertir leurs actions en actions privilégiées de série 3, sous réserve de certaines conditions, le 30 juin 2020 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. 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. Sauf en ce qui concerne les droits de rachat (tel qu'il est décrit ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 4 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 3. TransCanada pourra racheter les actions privilégiées de série 4, en totalité ou en partie, à toute date postérieure au 30 juin 2015, en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 30 juin 2020 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, 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. Le 30 janvier 2016 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite, 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 en espèces privilégiés 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 % et auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 5, sous réserve de certaines conditions, le 30 janvier 2021 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite. 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 en ce qui concerne les droits de rachat (tel qu'il est décrit ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 6 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 5. TransCanada peut racheter les actions privilégiées de série 6, en totalité ou en partie, à toute date postérieure au 30 janvier 2016, en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 30 janvier 2021 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, de tous les dividendes accumulés et non versés sur celles-ci.

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 sur ces séries d'actions privilégiées, 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 et Moody's, S&P et DBRS Limited (DBRS) ont aussi attribué des notes à ses actions privilégiées en circulation. 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 la Société et de TCPL qui ont fait l'objet d'une notation par DBRS, Moody's et S&P :

	DBRS	Moody's	S&P
Titres de créance de rang supérieur non garantis			
<i>Déventures</i>	A	A3	A-
<i>Billets à moyen terme</i>	A	A3	A-
Billets subordonnés de rang inférieur	BBB (haut)	Baa1	BBB
Actions privilégiées	Pfd-2 (bas)	Baa2	P-2
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 et TCPL ont toutes deux versé des honoraires à DBRS, à Moody's et à S&P pour les notes que celles-ci ont attribuées à chacune de leurs catégories de titres en circulation mentionnées ci-dessus. À l'exception des honoraires de surveillance annuels pour la Société et TCPL et leurs titres notés, aucun paiement supplémentaire n'a été fait à DBRS, à Moody's et à S&P à l'égard d'autres services qui nous ont été fournis au cours des deux dernières années.

Les renseignements concernant nos notes visent nos frais de financement, nos liquidités et nos activités. Certains facteurs pourraient avoir une incidence sur la disponibilité de nos options de financement, notamment les conditions et les perspectives relatives au marché mondial des capitaux et notre rendement financier. Notre accès aux marchés des capitaux à des taux concurrentiels dépend de la note et de la perspective de notation que nous avons reçues d'agences de notation comme DBRS, Moody's et S&P. Si nos notes subissaient une révision à la baisse, les frais de financement de TransCanada 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

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. La capacité de paiement des obligations financières à court terme à l'échéance est importante. Dans l'ensemble, la solidité des titres n'est pas aussi favorable que dans le cas des catégories de notation supérieures et peut être vulnérable à des événements futurs, 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 sociétés dont les titres de créance à long terme ont reçu la note A.

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 considérées comme faisant partie de la catégorie médiane supérieure et sont assujetties 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 assujetties à un risque de crédit modéré, sont considérées comme étant de qualité moyenne, et, par conséquent, peuvent posséder certaines caractéristiques spéculatives.

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 huit 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 TSX et du New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole « TRP ». Les actions privilégiées de série 1, de série 3 et 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 2012	47,44 \$	45,30 \$	47,02 \$	22 542 514	47,78 \$	45,69 \$	47,32 \$	8 599 319
Novembre 2012	45,98 \$	43,64 \$	45,98 \$	20 383 391	46,13 \$	43,56 \$	45,99 \$	6 643 142
Octobre 2012	45,45 \$	43,16 \$	44,97 \$	23 049 914	46,58 \$	43,54 \$	45,23 \$	4 749 881
Septembre 2012	45,61 \$	44,26 \$	44,74 \$	23 361 386	47,02 \$	44,27 \$	45,50 \$	4 531 523
Août 2012	46,29 \$	44,36 \$	44,40 \$	25 112 761	46,76 \$	44,84 \$	45,07 \$	7 970 340
Juillet 2012	46,00 \$	42,73 \$	45,67 \$	30 066 257	45,90 \$	41,68 \$	45,45 \$	7 591 231
Juin 2012	43,30 \$	41,47 \$	42,67 \$	27 804 268	42,56 \$	39,87 \$	41,90 \$	8 808 940
Mai 2012	43,55 \$	41,78 \$	42,33 \$	24 869 200	44,20 \$	40,35 \$	40,92 \$	10 263 574
Avril 2012	43,80 \$	42,10 \$	43,46 \$	26 627 021	44,50 \$	41,93 \$	43,98 \$	10 157 804
Mars 2012	44,60 \$	42,31 \$	42,83 \$	30 474 321	45,07 \$	42,38 \$	43,00 \$	14 759 355
Février 2012	43,69 \$	41,02 \$	43,57 \$	27 988 166	44,21 \$	41,13 \$	43,98 \$	10 105 156
Janvier 2012	44,75 \$	40,34 \$	41,25 \$	36 915 568	44,28 \$	39,74 \$	41,05 \$	14 839 199

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE 1

Mois	TSX (TRP.PR.A)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2012	25,75 \$	25,25 \$	25,69 \$	251 155
Novembre 2012	25,70 \$	25,21 \$	25,33 \$	345 144
Octobre 2012	25,85 \$	25,41 \$	25,50 \$	214 250
Septembre 2012	25,95 \$	25,46 \$	25,81 \$	94 025
Août 2012	26,15 \$	25,64 \$	25,77 \$	183 141
Juillet 2012	26,03 \$	25,50 \$	25,80 \$	103 746
Juin 2012	25,82 \$	25,26 \$	25,70 \$	217 717
Mai 2012	26,24 \$	25,40 \$	25,50 \$	203 126
Avril 2012	26,22 \$	25,80 \$	26,18 \$	814 719
Mars 2012	26,46 \$	25,60 \$	25,80 \$	173 582
Février 2012	27,19 \$	26,15 \$	26,20 \$	202 767
Janvier 2012	27,17 \$	26,15 \$	26,57 \$	352 329

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE 3

Mois	TSX (TRP.PR.B)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2012	24,47 \$	24,14 \$	24,43 \$	321 065
Novembre 2012	24,97 \$	24,15 \$	24,23 \$	309 882
Octobre 2012	25,10 \$	24,82 \$	24,96 \$	423 217
Septembre 2012	25,36 \$	24,79 \$	24,90 \$	493 093
Août 2012	25,69 \$	25,20 \$	25,33 \$	110 019
Juillet 2012	25,60 \$	25,05 \$	25,39 \$	235 273
Juin 2012	25,25 \$	24,96 \$	25,12 \$	384 867
Mai 2012	25,69 \$	25,05 \$	25,20 \$	205 547
Avril 2012	25,66 \$	25,30 \$	25,43 \$	543 553
Mars 2012	25,58 \$	25,00 \$	25,35 \$	274 498
Février 2012	26,15 \$	25,35 \$	25,36 \$	407 748
Janvier 2012	25,79 \$	25,25 \$	25,63 \$	459 012

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE 5

Mois	TSX (TRP.PR.C)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2012	26,07 \$	25,61 \$	25,95 \$	156 765
Novembre 2012	25,80 \$	25,36 \$	25,59 \$	172 451
Octobre 2012	25,64 \$	25,30 \$	25,43 \$	217 288
Septembre 2012	25,97 \$	25,26 \$	25,40 \$	105 706
Août 2012	25,98 \$	25,59 \$	25,85 \$	212 511
Juillet 2012	25,93 \$	25,35 \$	25,59 \$	207 273
Juin 2012	25,80 \$	25,39 \$	25,48 \$	136 967
Mai 2012	26,29 \$	25,55 \$	25,65 \$	235 317
Avril 2012	25,94 \$	25,43 \$	25,80 \$	286 584
Mars 2012	26,10 \$	25,40 \$	25,54 \$	143 516
Février 2012	26,60 \$	25,69 \$	25,99 \$	118 814
Janvier 2012	26,35 \$	25,60 \$	25,91 \$	276 704

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 11 février 2013, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 405 905 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 administrateurs qui siègent au conseil au 11 février 2013 (sauf indication contraire), leur pays de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TransCanada, 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 DeWinton (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur, Calgary Airport Authority. Président et chef de la direction, Laidlaw International, Inc. (services de transport) de juin 2003 à octobre 2007.	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). Administrateur, conseil consultatif de Paradigm Capital Inc. Président du conseil, Canwest Global Communications Corp. (communications) depuis août 2006 (administrateur depuis avril 2005) jusqu'en octobre 2010.	2005
E. Linn Draper Lampasas (Texas) États-Unis	Administrateur de sociétés. Administrateur, Alliance Data Systems Corporation (traitement de données et services) et 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 et Fondation du Musée national des beaux-arts du Québec. Administratrice, Institut québécois des hautes études internationales, Université Laval, d'août 2002 à juin 2009 et de RBC Dexia Investors Trust jusqu'en octobre 2011 et de Care Canada d'octobre 2010 à décembre 2011.	2002
Russell K. Girling Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction, TransCanada depuis juillet 2010. Chef de l'exploitation de juillet 2009 jusqu'en juin 2010 et président, Pipelines de juin 2006 jusqu'en juin 2010. Administrateur, Agrium Inc.	2010
S. Barry Jackson Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Président du conseil, TransCanada depuis avril 2005. Président du conseil, Nexen Inc. (pétrole et gaz) et administrateur, Laricina Energy Ltd. et 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 »). Administrateur, Exelon Corporation (énergie) et fiduciaire, Putnam Mutual Funds.	2004
John A. MacNaughton ⁽²⁾⁽³⁾ , C.M. Toronto (Ontario) Canada	Administrateur de sociétés. Président du conseil, Banque de développement du Canada d'août 2007 à décembre 2012 et président du comité de sélection indépendant de l'Office de financement de l'assurance-emploi du Canada de juillet 2008 à janvier 2013. Membre du Comité consultatif sur la Fondation publique nommée par le premier ministre de mai 2010 à janvier 2013. Président du conseil, CNSX Markets Inc. (auparavant, Canadian Trading and Quotation System Inc.) (bourse) de février 2006 à juillet 2010. Administrateur, Corporation Nortel Networks et Corporation Nortel Networks Limitée (principale filiale d'exploitation de Corporation Nortel Networks) (technologie) de juin 2005 à septembre 2010.	2006
Paula Rosput Reynolds Seattle (Washington) États-Unis	Présidente et chef de la direction de PreferWest, LLC (groupe consultatif sur les affaires). Administratrice, Anadarko Petroleum Corporation, Delta Air Lines, Inc. et BAE Systems plc. Vice-présidente du conseil et chef de la restructuration, American International Group Inc. (assurance et services financiers) d'octobre 2008 à septembre 2009. Présidente et chef de la direction, Safeco Corporation (assurance) de janvier 2006 à février 2008.	2011

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Mary Pat Salomone ⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Charlotte (Caroline du Nord) États-Unis	Vice-présidente principale et chef de l'exploitation de The Babcock & Wilcox Company. Directrice de l'expansion des affaires de 2009 à 2010 et directrice des acquisitions stratégiques de 2008 à 2009, Babcock & Wilcox Nuclear Operations Group, Inc. Administratrice, United States Enrichment Corporation de décembre 2011 à octobre 2012.	2013
W. Thomas Stephens ⁽⁶⁾ Greenwood Village (Colorado) États-Unis	Administrateur de sociétés. Fiduciaire, Putnam Mutual Funds. Président du conseil et chef de la direction, 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 ⁽⁴⁾
D. Michael G. Stewart Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur, Canadian Energy Services & Technology Corp. (pétrole et gaz) et Pengrowth Energy Corporation (pétrole et gaz). Administrateur, C&C Energia Ltd. de mai 2010 à décembre 2012 et Orleans Energy Ltd. (pétrole et gaz) 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	Chef de la direction et administrateur de La Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia). Administrateur, Catalyst Inc. et président, conseil consultatif de Catalyst Canada. 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 ordonnance d'interdiction d'opérations 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. MacNaughton a démissionné du conseil avec prise d'effet le 9 janvier 2013.
- (4) M^{me} Salomone s'est jointe au conseil avec prise d'effet le 12 février 2013.
- (5) M^{me} Salomone a été administratrice de Crucible Materials Corp. (Crucible) de mai 2008 au 1^{er} mai 2009. Le 6 mai 2009, Crucible et l'un des membres de son groupe ont déposé des requêtes volontaires en vue d'être placés sous la protection du redressement en vertu du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États-Unis devant la Bankruptcy Court des États-Unis pour le district du Delaware (la Bankruptcy Court). Le 26 août 2010, la Bankruptcy Court a délivré une ordonnance confirmant le deuxième plan de liquidation modifié en vertu du chapitre 11 de Crucible.
- (6) M. Stephens a siégé antérieurement au conseil de 2000 à 2005.

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 11 février 2013, sont indiqués ci-après. M. MacNaughton a été président du comité de la gouvernance et membre du comité d'audit jusqu'à la date de sa démission avec prise d'effet le 9 janvier 2013. M. Burney a été nommé président du comité de la gouvernance avec prise d'effet le 11 février 2013.

Administrateur	Comité d'audit	Comité de la gouvernance	Comité santé, sécurité et environnement	Comité des ressources humaines
Kevin E. Benson	Président	✓		
Derek H. Burney	✓	Président		
E. Linn Draper			Président	✓
Paule Gauthier			✓	✓
S. Barry Jackson		✓		✓
Paul L. Joskow	✓	✓		
Paula Rosput Reynolds			✓	✓
W. Thomas Stephens			✓	Président
D. Michael G. Stewart	✓		✓	
Richard E. Waugh		✓		

Les règles respectives des comités d'audit, de la gouvernance, santé, sécurité et environnement et 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.
Wendy L. Hanrahan	Vice-présidente directrice, Services de la société	Avant mai 2011, vice-présidente, Ressources humaines depuis janvier 2005.
Karl R. Johansson	Vice-président directeur et président, Gazoducs	Premier vice-président, Pipelines canadiens et de l'est des États-Unis de janvier 2011 à octobre 2012. Premier vice-président principal, Électricité commerciale de janvier 2006 à décembre 2010
Gregory A. Lohnes ⁽¹⁾	Vice-président directeur, Exploitation et projets importants	Avant novembre 2012, vice-président directeur et 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, Relations avec les parties intéressées et chef du contentieux et chef de la conformité	Avant février 2012, vice-président directeur, chef du contentieux 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.

(1) M. Lohnes a occupé le poste de vice-président directeur, Exploitation et projets importants de novembre 2012 jusqu'à la retraite de M. Donald Wishart qui occupait le poste depuis juillet 2009.

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.
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.
Joel E. Hunter	Vice-président, Finances	Directeur, Finances de janvier 2008 à juillet 2010.
Christine R. Johnston ⁽¹⁾	Vice-présidente et secrétaire	Vice-présidente, Droit financier de janvier 2010 à mars 2012. Vice-présidente, Droit du développement organisationnel de septembre 2009 à décembre 2009. Chef adjoint du contentieux, Droit financier et du développement organisationnel de septembre 2005 à septembre 2009.
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.

(1) M^{me} Johnston occupe le poste de vice-présidente et secrétaire depuis mars 2012, soit depuis la retraite de M. Donald DeGrandis qui occupait le poste de secrétaire 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. Le conseil croit qu'il est important qu'il soit constitué d'administrateurs qualifiés et avertis. Par conséquent, en raison de la nature spécialisée des activités liées aux infrastructures énergétiques, certains des candidats à un poste d'administrateur sont associés à des sociétés, ou siègent au conseil de sociétés, qui transportent du gaz naturel ou du pétrole brut par nos réseaux de pipelines. Les services de transport sur la plupart des réseaux de pipelines de TransCanada au Canada et aux États-Unis sont assujettis à une réglementation et, par conséquent, nous ne pouvons généralement pas refuser des services de transport à un transporteur dont le crédit est satisfaisant. 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 examiné par le conseil, cet administrateur s'absente de la réunion afin que cette question puisse faire l'objet d'une discussion et d'un vote.

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 de la TSX et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières :

- *Règlement 52-110 sur le comité 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 11 février 2013.

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 11 février 2013 sont Kevin E. Benson (président), Derek H. Burney, Paul L. Joskow et D. Michael G. Stewart. M. Draper a été membre du comité d'audit du 1^{er} mai 2009 au 26 avril 2012 et il est devenu membre du comité des ressources humaines avec prise d'effet le 27 avril 2012. M. MacNaughton a été membre du comité d'audit du 1^{er} mai 2009 au 9 janvier 2013, date de prise d'effet de son départ à la retraite à titre d'administrateur de TransCanada. Richard E. Waugh assiste aux réunions du comité d'audit à titre d'observateur et ne vote à l'égard d'aucune question.

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 comptable agréé (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 la plupart 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 la majorité de ces conseils; il est, notamment, fiduciaire de Putnam Mutual Funds depuis octobre 1997 et a été président de son comité d'audit de novembre 2002 à décembre 2005.

John A. MacNaughton

M. MacNaughton a obtenu un baccalauréat ès arts en économie de la University of Western Ontario. Pendant son mandat à titre de membre du comité d'audit de TransCanada, M. MacNaughton était président du conseil de la Banque de développement du Canada. Il a été président de CNSX Markets Inc. (auparavant, Canadian Trading and Quotation System Inc.) jusqu'en juillet 2010. Au cours des années antérieures, M. MacNaughton 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 39 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 jusqu'à 250 000 \$ 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 250 000 \$ ou plus doivent être approuvées au préalable par le comité d'audit. Dans tous les cas, quel que soit le montant concerné, le 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 illustre les services fournis par KPMG au cours des deux derniers exercices et les honoraires que nous leur avons versés :

(en millions de \$)	2012	2011
Honoraires d'audit	5,7 \$	6,9 \$
- 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	0,1	0,2
services liés à l'audit des états financiers de certains régimes d'avantages postérieurs à la retraite et postérieurs à l'emploi de TransCanada		
Honoraires pour services fiscaux	0,5	0,4
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	0,6	0,1
- examen des procédures de conception des systèmes d'information - services liés à l'analyse des fournisseurs et aux crédits reliés à la conformité environnementale		
Total des honoraires	6,9 \$	7,6 \$

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. Nous n'avons connaissance d'aucune poursuite judiciaire éventuelle qui aurait une incidence importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou notre liquidité consolidés.

Le plus important cette année a été les prétentions relatives à Sundance A de TransAlta qui ont été résolues par un processus d'arbitrage obligatoire qui s'est traduit par une décision en juillet 2012. Pour plus d'information sur les prétentions relatives à Sundance A, veuillez vous reporter à la section *Développement général de l'activité — Faits nouveaux concernant l'énergie* de la présente notice annuelle ci-dessus et à la section *Énergie — Faits marquants* du rapport de gestion qui est intégrée aux présentes par renvoi.

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, Halifax 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

Unités de mesure

bpj	Baril par jour
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
GWh	Gigawattheure
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Contrat d'achat d'électricité
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
fracturation hydraulique	Méthode d'extraction du gaz naturel des gisements de gaz de schiste.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
PJM Inter-connection (« PJM »)	Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États et du district fédéral de Columbia
Proposition de restructuration au Canada	Proposition visant la proposition de restructuration de la structure commerciale et des conditions du service du réseau principal au Canada ainsi que la demande relative aux droits définitifs pour 2012 et 2013
SSE	Santé, sécurité et environnement
TEMA	Tests d'exemption des mesures d'atténuation

Termes comptables

BAII	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAIIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR des États-Unis	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PFUPC	Provision pour les fonds utilisés pendant la construction
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AIE	Agence internationale de l'énergie
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia ou commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
DEQN	Department of Environmental Quality du Nebraska (États-Unis)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant aux États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (Nord-Est des États-Unis)
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis

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 consolidés annuels audités de la Société, sa notice annuelle, son rapport de gestion, toute l'information financière 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 consolidés, 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 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 ces plans et ceux 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 celui-ci 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 filiales 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) Prodiger 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. Régime d'achat d'actions américain

Examiner et approuver la mission et les honoraires connexes de l'auditeur pour tout régime d'une filiale américaine qui offre des actions de la Société à des employés à titre d'option de placement aux termes du régime.

X. 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) superviser la planification de la relève pour la haute direction dans les domaines de la finance, de la trésorerie, de la fiscalité, du risque et de l'audit interne ainsi que pour le groupe du contrôleur.

XI. 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 sont 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 titres de la Société sont inscrits. 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, par télécopie ou par un autre moyen électronique 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.