



TRANSCANADA CORPORATION

NOTICE ANNUELLE

Le 22 février 2010

TABLE DES MATIÈRES

	Page
TABLE DES MATIÈRES	i
PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	ii
ÉNONCÉS PROSPECTIFS	ii
TRANSCANADA CORPORATION.....	1
Structure générale	1
Liens intersociétés.....	1
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	2
Faits nouveaux dans les activités de pipelines	2
Faits nouveaux dans les activités liées à l'énergie	7
Activités de financement.....	10
ACTIVITÉS DE TRANSCANADA.....	12
Activités de pipelines.....	12
Réglementation des activités relatives aux pipelines	15
Activités relatives à l'énergie.....	15
GÉNÉRALITÉS.....	17
Employés	17
Politiques sociales et environnementales	17
Protection de l'environnement	18
FACTEURS DE RISQUE	19
Facteurs de risque en matière d'environnement.....	19
Autres facteurs de risque.....	21
DIVIDENDES.....	21
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL.....	21
Capital-actions	21
NOTES	23
DBRS Limited (DBRS)	23
Moody's Investors Service, Inc. (Moody's)	24
Standard & Poor's (S&P).....	24
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	24
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS.....	25
Administrateurs.....	25
Comités du conseil.....	27
Dirigeants.....	28
Conflits d'intérêts	29
GOVERNANCE D'ENTREPRISE	29
COMITÉ DE VÉRIFICATION.....	29
Formation académique et expérience pertinentes des membres.....	29
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable.....	30
Honoraires liés aux services fournis par les vérificateurs externes.....	31
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION.....	31
CONTRATS IMPORTANTS.....	31
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES.....	32
EXPERTS INTÉRESSÉS.....	32
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	32
GLOSSAIRE	33
ANNEXE A.....	A-1
ANNEXE B.....	B-1

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

À moins que le contexte ne s'y oppose, toute mention dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle ») de « TransCanada » ou de la « société » s'entend de TransCanada Corporation et de ses filiales par l'entremise desquelles ses diverses opérations commerciales sont menées. 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 2003 avec TCPL, décrit ci-dessous à la rubrique « TransCanada Corporation – Structure générale », s'entend de TCPL ou de ses filiales. Dans la présente notice annuelle, l'expression « filiale » désigne, relativement à TransCanada, les filiales détenues en propriété exclusive directe et indirecte de TransCanada ou de TCPL et les personnes morales contrôlées par TransCanada ou TCPL, le cas échéant.

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont arrêtés au 31 décembre 2009 ou pour l'exercice terminé à cette date (la « fin de l'exercice »). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens. L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada »).

Certaines parties du rapport de gestion de TransCanada daté du 22 février 2010 sont intégrées par renvoi dans la présente notice annuelle comme il est mentionné ci-après. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, dans le profil de TransCanada.

Le Conseil des normes comptables (le « CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés a annoncé que les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes doivent adopter les Normes internationales d'information financière (les « IFRS »), publiées par l'International Accounting Standards Board, qui seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2011. TransCanada commencera à partir de cette date à communiquer son information financière conformément aux IFRS. Le plan de conversion de TransCanada comprend le recrutement de personnes qualifiées, de la formation, l'analyse de la répercussion sur TransCanada des principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS ainsi que l'élaboration et la mise en œuvre d'une approche progressive pour le passage aux IFRS et l'application de celles-ci. Pour obtenir plus de renseignements sur le projet de conversion de TransCanada, voir la rubrique « Modifications comptables – Normes internationales d'information financière » du rapport de gestion de TransCanada.

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

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle, les documents qui y sont intégrés par renvoi et les autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières peuvent comprendre certains énoncés prospectifs assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les mots « anticiper », « s'attendre à », « croire », « pourrait », « devrait », « estimer », « prévoir », « envisager » ou d'autres expressions semblables sont employés pour identifier ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs qui se trouvent dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres de TransCanada et à ses investisseurs potentiels des renseignements sur TransCanada et ses filiales, y compris l'évaluation par la direction des plans financiers et opérationnels futurs ainsi que des perspectives de TransCanada et de ses filiales. Les énoncés prospectifs qui se trouvent dans le présent document peuvent comprendre des énoncés sur les perspectives commerciales et le rendement financier escomptés de TransCanada et de ses filiales, leurs attentes ou prévisions pour l'avenir, leurs stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, les flux de trésorerie, les coûts, échéanciers, résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que l'effet prévu des engagements futurs et du passif éventuel. Tous les énoncés prospectifs reflètent les opinions ainsi que les hypothèses de TransCanada fondées sur l'information dont elle disposait au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou événements réels dans ces énoncés prospectifs peuvent différer des résultats ou événements prédits. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements réels diffèrent d'une manière importante des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en place ses initiatives stratégiques et le fait que ces initiatives stratégiques offrent ou non les avantages prévus, le rendement d'exploitation des actifs dans le secteur des pipelines et de l'énergie de la société, la disponibilité et le prix des produits de l'énergie, la capacité de paiement, les processus et les décisions des autorités de réglementation, les changements aux lois et aux règlements, notamment les lois environnementales, les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et la réalisation de projets d'immobilisations, les coûts de main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les progrès technologiques et la conjoncture économique en Amérique du Nord. Par leur nature, les énoncés prospectifs sont présentés sous réserve de divers risques et incertitudes, notamment ceux qui sont analysés aux présentes à la rubrique « Facteurs de risque », qui pourraient faire en sorte que les activités et résultats réels de TransCanada diffèrent considérablement des résultats prévus ou des attentes exprimées. Des renseignements supplémentaires sur ces facteurs

et sur d'autres facteurs sont disponibles dans les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis. Le lecteur est mis en garde de ne pas accorder une importance démesurée à ces énoncés prospectifs, lesquels sont donnés à la date mentionnée dans la présente notice annuelle ou autrement, et de ne pas utiliser l'information prospective ou les perspectives financières à des fins autres que celles auxquelles elles sont prévues. TransCanada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser les énoncés prospectifs, que ce soit par suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou autrement, sauf si le droit l'exige.

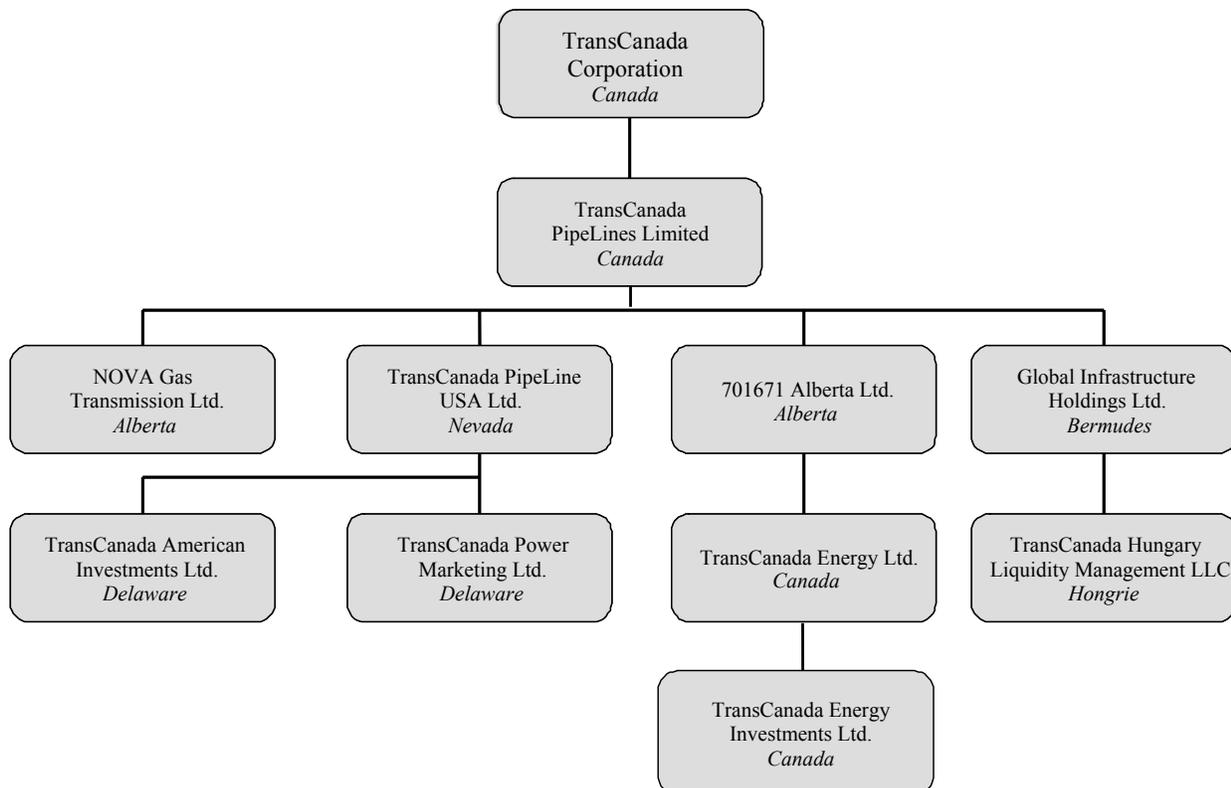
TRANSCANADA CORPORATION

Structure générale

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

Liens intersociétés

L'organigramme suivant indique le nom et le territoire de constitution, de prorogation ou de création des principales filiales de TransCanada au 31 décembre 2009. Chacune de ces filiales dispose d'actifs totaux dépassant 10 % des actifs totaux consolidés de TransCanada ou de bénéfices dépassant 10 % des bénéfices totaux consolidés de TransCanada au 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé à cette date. TransCanada détient, directement ou indirectement, la totalité des actions comportant droit de vote de chacune de ses filiales.



Cet organigramme ne comprend pas toutes les filiales de TransCanada. Les actifs et bénéfices totaux des filiales exclues ne dépassaient pas 20 % des actifs totaux consolidés ou des bénéfices totaux consolidés de TransCanada en date du 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Le développement général de l'activité de TransCanada au cours des trois derniers exercices et les acquisitions, dispositions, situations ou événements majeurs qui ont influencé ce développement sont décrits ci-après.

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

Faits nouveaux dans les activités de pipelines

La stratégie de TransCanada relativement aux pipelines est axée sur l'expansion de son réseau de transport de gaz naturel et de pétrole brut en Amérique du Nord et sur la maximisation de la valeur à long terme de son actif actuel lié aux pipelines. Les faits nouveaux importants survenus dans les activités de pipelines de TransCanada au cours des trois derniers exercices sont résumés ci-dessous.

2010

Faits nouveaux relatifs aux pipelines

- 29 janvier 2010 : TransCanada a annoncé que le plan pour le projet de pipeline en Alaska (le « projet de pipeline en Alaska ») avait été déposé auprès de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (la « FERC ») en vue d'obtenir l'autorisation de faire un appel de soumissions. Si l'autorisation est accordée, on devrait faire un appel de soumissions auprès des expéditeurs éventuels à la fin d'avril 2010 qui auront jusqu'en juillet 2010 pour l'évaluer. Le projet de pipeline en Alaska prévoit la construction d'un gazoduc d'environ 2 737 kilomètres (« km ») (1 700 milles) de long et d'une capacité de 4,5 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») qui s'étendrait depuis une nouvelle usine de traitement du gaz naturel à Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta.

Réglementation

- 19 février 2010 : TransCanada a déposé auprès de l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») une demande visant à faire approuver la construction et l'exploitation du projet de pipeline de Horn River (le « projet de Horn River »), d'une longueur de 158 km (98 milles), et des installations connexes, qui vise à relier la nouvelle source de gaz de schiste du bassin de Horn River au nord de Fort Nelson, en Colombie-Britannique, à son réseau de transport de gaz naturel dans la province d'Alberta (le « réseau de l'Alberta »). Le projet de Horn River comprendra de nouveaux pipelines s'étendant sur environ 74 km, prévoira l'achat et l'utilisation d'un pipeline déjà en place dans la région de Horn River et transportera du gaz naturel non corrosif à un point de rattachement du réseau de l'Alberta. On s'attend à ce que les coûts du projet s'élèvent à environ 307 millions de dollars.

2009

Faits nouveaux relatifs aux pipelines

- 26 février 2009 : TransCanada a annoncé qu'elle avait mené à terme un appel de soumissions exécutoire lui assurant des contrats de transport garanti pour un volume de 378 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») sur le projet de Horn River. L'ensemble des engagements contractuels du projet de Horn River atteindront 503 Mpi³/j d'ici 2014 en raison de nouveaux volumes contractuels provenant d'une installation de traitement du gaz naturel dont la construction dans la région de Horn River a récemment été annoncée.
- 7 mai 2009 : TransCanada a annoncé qu'elle avait remporté un appel de soumissions en vue de construire un pipeline de 320 millions de dollars américains au Mexique et d'en être le propriétaire-exploitant. Le projet repose sur un contrat de 25 ans visant la totalité de sa capacité conclu avec la Comisión Federal de Electricidad, la société d'électricité du gouvernement mexicain. Le projet de pipeline, connu sous le nom de pipeline de Guadalajara, suivra un tracé d'environ 305 km (190 milles) et servira à transporter 500 Mpi³/j de gaz naturel d'un terminal de gaz naturel liquéfié en construction près de Manzanillo, située sur la côte du Pacifique du Mexique, jusqu'à Guadalajara, deuxième plus grande ville du Mexique. Le projet a obtenu l'approbation des autorités de réglementation en décembre 2009 et est en construction, sa mise en service devant avoir lieu au premier trimestre de 2011.

- 11 juin 2009 : TransCanada et ExxonMobil Corporation ont conclu une entente de collaboration pour faire progresser le projet de pipeline en Alaska. Une équipe conjointe chargée du projet s'occupe des travaux de génie, des travaux environnementaux, des relations avec les autochtones et des travaux commerciaux.
- 1^{er} juillet 2009 : TransCanada a vendu North Baja PipeLines, LLC (« North Baja ») au membre de son groupe, TC PipeLines, LP. Dans le cadre de l'opération, TransCanada a convenu de modifier ses droits de distribution incitatifs avec TC PipeLines, LP. Conformément à la modification, elle recevait des parts ordinaires additionnelles en échange du rajustement de ses droits de distribution incitatifs à un pourcentage inférieur qui augmente au fil des distributions de TC PipeLines, LP. La contrepartie totale provenant de la société en commandite comprenait une combinaison d'espèces et de parts ordinaires s'élevant à environ 395 millions de dollars américains. À la clôture de l'opération, la participation de TransCanada dans la société en commandite est passée à 42,6 %. TransCanada a continué à exploiter North Baja après le transfert de propriété. Il s'agit d'un gazoduc de 129 km (80 milles) allant du sud-ouest de l'Arizona à la frontière entre la Californie et le Mexique qui est rattaché à un réseau de gazoduc mexicain. En novembre 2009, la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP a été réduite à 38,2 % après que celle-ci ait réalisé un placement de parts ordinaires auprès du public.
- 14 août 2009 : TransCanada est devenue le propriétaire exclusif du projet d'oléoduc Keystone, d'une longueur de 3 456 km (2 147 milles), qui acheminera du pétrole brut de l'Alberta sur des marchés des États-Unis (l'« oléoduc Keystone ») grâce à l'acquisition de la participation résiduelle de ConocoPhillips, soit environ 20 %, pour la somme de 553 millions de dollars américains et la prise en charge de dettes à court terme s'élevant à 197 millions de dollars américains. TransCanada s'est également engagée à fournir l'investissement en capital qui revenait à ConocoPhillips et qui est nécessaire à la réalisation du projet, ce qui augmentera son investissement d'environ 1,7 milliard de dollars américains d'ici la fin de 2012.
- 28 septembre 2009 : TransCanada a entamé les travaux de la phase finale du gazoduc du corridor du centre-nord, soit un prolongement de 300 km (186 milles) du tronçon nord du réseau de l'Alberta. Le tronçon Red Earth, de 160 km, devrait être terminé d'ici avril 2010. Le tronçon North Star, de 140 km, est terminé et deux compresseurs de 13 mégawatts (« MW ») à la station de compression de Meikle River sont entrés en service le 15 mai 2009 et le 21 août 2009, respectivement.
- Décembre 2009 : un comité d'examen conjoint du gouvernement canadien a publié un rapport sur des facteurs environnementaux et socioéconomiques se rapportant au projet de gazoduc du Mackenzie, projet de gazoduc de 1 200 km (746 milles) qui s'étendra depuis un endroit près de Inuvik (Territoires du Nord-Ouest) jusqu'à la frontière nord de l'Alberta, où il se branchera au réseau de l'Alberta. Le rapport a été présenté dans le cadre du processus d'examen de l'ONÉ aux fins d'approbation du projet. Une décision devrait être rendue d'ici le quatrième trimestre de 2010. TransCanada maintient le financement de Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership dans le cadre de sa participation au projet de gazoduc du Mackenzie.

Réglementation

- 26 février 2009 : l'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada pour assujettir son réseau de l'Alberta à la réglementation fédérale, laquelle est entrée en vigueur le 29 avril 2009. Le réseau de l'Alberta était auparavant réglementé par l'Alberta Utilities Commission (l'« AUC »). Aux termes de la réglementation fédérale, TransCanada peut déposer auprès de l'ONÉ une demande d'approbation pour prolonger le réseau de l'Alberta au-delà des frontières de la province, ce qui permettrait à la société de fournir des services aux producteurs de l'extérieur de l'Alberta.
- 20 mars 2009 : Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (« TQM ») a reçu la décision de l'ONÉ au sujet de sa demande sur le coût du capital pour 2007 et 2008, dans laquelle elle demandait un rendement de 11 % en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'ONÉ a établi un coût moyen pondéré du capital après impôt de 6,4 % pour chacun des deux exercices, ce qui se traduit par un taux de rendement de 9,85 % en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 % en 2007 et un taux de rendement de 9,75 % en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 % en 2008. Avant cette décision, TQM était assujettie à la formule de calcul du rendement du capital-actions de l'ONÉ, soit 8,46 % et 8,71 % pour 2007 et 2008, respectivement, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 30 %. En juin 2009, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs de TQM pour 2007 et 2008, qui tenaient compte du coût moyen pondéré du capital après impôt de 6,4 %.
- Mai 2009 : Portland Natural Gas Transmission System (le « réseau Portland ») a annoncé la conclusion d'un règlement avec ses clients à l'égard de certaines questions à court terme contenues dans son dossier tarifaire général déposé auprès de la FERC en avril 2008, qui proposait une majoration tarifaire d'environ 6 % ainsi que d'autres

modifications au tarif. Le règlement partiel a été déposé auprès de la FERC aux fins d'approbation, et une décision est attendue en 2010. Les autres questions étaient de nature litigieuse et la décision initiale du juge administratif a été rendue en décembre 2009. Les participants au dossier tarifaire peuvent donner suite à la décision initiale. On s'attend à ce que la FERC rende sa décision finale relativement à la partie litigieuse du dossier tarifaire au quatrième trimestre de 2010.

- Septembre 2009 : l'ONÉ a tenu une audience afin d'examiner la demande de TransCanada concernant le tronçon canadien du projet d'agrandissement et de prolongement de l'oléoduc Keystone, l'agrandissement devant accroître, pour 2013, la capacité de 500 000 barils par jour (« b/j ») qui seraient acheminés de l'Ouest du Canada à la côte américaine du golfe du Mexique, près de terminaux existants à Port Arthur, au Texas. Une fois terminé, l'agrandissement devrait porter la capacité du réseau de l'oléoduc Keystone de 591 000 b/j à environ 1,1 million b/j. L'ONÉ devrait rendre une décision au premier trimestre de 2010. Les permis autorisant l'agrandissement du tronçon américain devraient être obtenus d'ici le quatrième trimestre de 2010. La construction des installations de cet agrandissement doit commencer au premier trimestre de 2011 sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires des autorités de réglementation.
- 8 octobre 2009 : l'ONÉ a conclu que sa décision RH-2-94 cesserait de s'appliquer. La décision RH-2-94 aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) établissait une formule pour calculer le rendement du capital-actions qui est liée au rendement des obligations du gouvernement du Canada et qui était désormais la méthode utilisée pour déterminer les droits pour certains pipelines relevant de la compétence de l'ONÉ depuis le 1^{er} janvier 1995. L'ONÉ a décidé que le coût du capital serait désormais établi par voie de négociations entre les sociétés pipelinières et les expéditeurs, ou encore par l'ONÉ si une société pipelinière déposait une demande à cet effet. La décision a une incidence sur le calcul des futurs droits relatifs aux gazoducs de TransCanada réglementés par l'ONÉ. En novembre 2009, l'Association canadienne des producteurs pétroliers et l'Association des consommateurs industriels de gaz ont présenté à la Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de porter en appel la décision que l'ONÉ avait rendue en octobre 2009 et ont désigné l'ONÉ comme l'unique intimé. En janvier 2010, TransCanada s'est fait accorder le statut d'intimée dans l'affaire et, en février 2010, elle a déposé ses observations sur son opposition à l'autorisation d'interjeter appel.
- Novembre 2009 : l'ONÉ a terminé un processus d'audience publique relativement à la demande de TransCanada visant à approuver la construction et l'exploitation du pipeline Groundbirch, gazoduc de 77 km (48 milles) lié à des installations hors terre. TransCanada a conclu des contrats de transport garanti avec des clients de Groundbirch qui devraient être portés à 1,1 Gpi3/j d'ici 2014. Le pipeline Groundbirch, s'il est approuvé, devrait être le prolongement du réseau de l'Alberta et relier des sources de gaz naturel principalement de la formation de gaz de schiste de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique à des infrastructures existantes dans le nord-ouest de l'Alberta. La construction du pipeline Groundbirch devrait commencer en juillet 2010 et se terminer en novembre 2010. L'ONÉ devrait rendre une décision au premier trimestre de 2010.
- Novembre 2009 : la FERC a amorcé une enquête afin d'établir si les tarifs relatifs au réseau Great Lakes, réseau de gazoducs allant du nord-ouest de l'Idaho jusqu'à la frontière de la Californie en passant par Washington et l'Oregon (le « réseau Great Lakes »), sont équitables et raisonnables. Pour donner suite à cette enquête, Great Lakes a déposé une étude des coûts et des produits auprès de la FERC le 4 février 2010. Une audience devrait commencer le 2 août 2010 et une décision initiale doit être rendue en novembre 2010. On ignore à l'heure actuelle l'incidence de l'enquête sur les tarifs et les produits du réseau Great Lakes.
- 27 novembre 2009 : TransCanada a présenté à l'ONÉ une demande combinée visant l'approbation d'un nouveau règlement sur la tarification du réseau de l'Alberta et l'intégration de Canadian Utilities Limited (« ATCO Pipelines »). La tarification a été négociée par tous les principaux intéressés et tient compte de la constante évolution du réseau de l'Alberta et de l'intégration d'ATCO Pipelines. Elle comprend également un service de livraison unique pour tous les points de livraison résultant du regroupement des services actuels en Alberta et des services d'exportation. TransCanada a conclu un projet d'accord avec ATCO Pipelines pour fournir des services intégrés de transport de gaz naturel à ses clients le 8 septembre 2008. Si le projet est approuvé par les autorités de réglementation, les deux sociétés combineront leurs actifs corporels en une structure unique de tarifs et de services dotée d'une seule interface commerciale avec les clients, chaque société gérant toutefois séparément des actifs à l'intérieur de territoires d'exploitation distincts dans la province. TransCanada et ATCO Pipelines continuent de travailler à l'obtention des autorisations nécessaires des autorités de réglementation afin de fournir des services intégrés aux expéditeurs du réseau de l'Alberta et du réseau d'ATCO Pipelines. L'intégration du réseau de l'Alberta et du réseau d'ATCO Pipelines aura pour effet de créer un seul réseau intégré de transport de gaz naturel en Alberta, ce qui accroîtra l'efficacité des services pour les clients.

- Décembre 2009 : l'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada visant les droits définitifs en 2010 pour son service de transport du réseau de gazoducs au Canada (le « réseau principal au Canada ») avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010. Le rendement du capital-actions calculé en 2010 pour le réseau principal au Canada sera de 8,52 %, en baisse par rapport à celui de 2009, qui était de 8,57 %. Le réseau principal au Canada continuera de fonder son rendement sur la formule utilisée pour calculer le rendement du capital-actions de l'ONÉ pour 2010 et 2011 conformément aux conditions de son règlement tarifaire actuellement en vigueur. La diminution de la production et la hausse de l'utilisation de contrats de transport sur de plus courtes distances ont entraîné l'augmentation des droits de 2010 pour le réseau principal au Canada comparativement à 2009. Cette situation, jumelée à la mise sur pied et au développement continus de solutions de rechange concurrentielles pour l'approvisionnement en gaz naturel et les infrastructures connexes par les régions de gaz de schiste des États-Unis, accroît la pression concurrentielle sur le réseau principal au Canada. Par conséquent, TransCanada a indiqué qu'elle élaborera des solutions, notamment la modification éventuelle du modèle d'entreprise, de la tarification et des services afin d'augmenter la production et les produits et de réduire les droits. TransCanada cherche également à relier de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis à l'infrastructure existante du réseau principal au Canada afin de conserver ses marchés existants et sa position concurrentielle.
- Décembre 2009 : la FERC a délivré un énoncé des incidences environnementales définitif (l'« EIED ») relativement au projet de pipeline Bison (« Bison »), projet de pipeline de 487 km (303 milles) allant du bassin de la rivière Powder, dans le Wyoming, au réseau de pipelines Northern Border dans le comté de Morton, dans le Dakota du Nord.

2008

Faits nouveaux relatifs aux pipelines

- Février 2008 : en 2005, certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis. Le réseau Portland et Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») ont conclu une entente avec Calpine au sujet des créances ordinaires admises dans le cadre de la faillite de Calpine d'un montant respectif de 125 millions de dollars américains et de 192,5 millions de dollars américains. Les créanciers devaient recevoir des actions émises à l'occasion de la réorganisation de Calpine et ces actions auraient été exposées aux fluctuations des cours lorsque les actions de la nouvelle société Calpine auraient commencé à être négociées. En février 2008, le réseau Portland et GTNC ont reçu des distributions partielles de 6,1 millions d'actions et de 9,4 millions d'actions, respectivement. Par la suite, ces actions ont été vendues sur le marché. Les créances de NOVA Gas Transmission Limited (« NGTL ») et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., deux filiales en propriété exclusive de TransCanada, de 31,6 millions de dollars et 44,4 millions de dollars, respectivement, ont été réglées en espèces en janvier 2008, et ces sommes ont été remises aux expéditeurs des réseaux respectifs.
- 14 mars 2008 : TransCanada Keystone Pipeline, LP (« Keystone U.S. ») a obtenu un permis présidentiel autorisant la construction, l'entretien et l'exploitation d'installations à la frontière canado-américaine pour acheminer du pétrole brut entre les deux pays. Ce permis présidentiel constitue une importante autorisation réglementaire exigée pour entreprendre la construction de l'oléoduc Keystone. Le permis présidentiel a été obtenu après que le Département d'État des États-Unis eut délivré l'EIED le 11 janvier 2008 pour la construction du tronçon américain de l'oléoduc Keystone et son prolongement jusqu'à Cushing. Dans l'EIED, il est dit que l'oléoduc aura des incidences environnementales défavorables limitées. La construction de l'oléoduc Keystone a commencé en mai 2008 au Canada et aux États-Unis. L'entrée en service du tronçon menant à Wood River et à Pakota a commencé à la fin de 2009, son exploitation commerciale devant démarrer vers le milieu de 2010. L'entrée en service du tronçon devant desservir Cushing doit avoir lieu à la fin de 2010.
- Avril 2008 : un prolongement du réseau de l'Alberta dans la région de Fort McMurray, aménagé sur environ 150 km (93 milles) au total, est entré en service à la date prévue.
- 16 juillet 2008 : TransCanada a annoncé qu'elle projetait d'agrandir et de prolonger le réseau de l'oléoduc Keystone et, pour 2013, d'en accroître la capacité de 500 000 b/j qui seraient acheminés de l'Ouest du Canada à la côte américaine du golfe du Mexique, près de terminaux existants à Port Arthur, au Texas.
- 3 septembre 2008 : TransCanada a acquis Bison Pipeline LLC de Northern Border Pipeline Company (« NBPL ») contre 20 millions de dollars américains. Les actifs de Bison Pipeline LLC comprenaient des conventions déjà signées ainsi que des travaux réglementaires, environnementaux et techniques dans le cadre de Bison.

- 29 octobre 2008 : TransCanada a annoncé que le réseau de l'oléoduc Keystone avait mené à bien un appel de soumissions pour son agrandissement et son prolongement vers la côte américaine du golfe du Mexique, en obtenant d'autres contrats fermes à long terme pour le réseau.
- 5 décembre 2008 : le commissaire du Revenu et des Ressources naturelles de l'Alaska a délivré, en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (l'« AGIA »), un permis à TransCanada pour qu'elle puisse aller de l'avant avec le projet de pipeline en Alaska, après que le Sénat de l'Alaska a approuvé la demande de permis de TransCanada le 1^{er} août 2008. Aux termes de l'AGIA, TransCanada s'est engagée à aller de l'avant avec le projet de pipeline en Alaska en procédant par appel de soumissions et certificat d'autorisation ultérieur de la FERC. TransCanada a entamé les travaux d'ingénierie, d'environnement, de terrain et de nature commerciale. En vertu de l'AGIA, l'État de l'Alaska s'est engagé à rembourser une partie des frais préalables à la construction admissibles à TransCanada jusqu'à concurrence de 500 millions de dollars américains.
- TransCanada a convenu de porter sa participation dans Keystone U.S. et TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership (« Keystone Canada ») de 50 % à 79,99 %, réduisant ainsi la participation de ConocoPhillips à 20,01 %, au moyen d'appels de fonds uniquement.

Réglementation

- Janvier 2008 : le 31 octobre 2007, GTNC, filiale en propriété exclusive de TransCanada, avait déposé auprès de la FERC une stipulation et une entente comportant un règlement non contesté pour les aspects de sa cause tarifaire générale de 2006. La FERC a rendu une ordonnance approuvant le règlement le 7 janvier 2008. Les tarifs stipulés dans le règlement sont entrés en vigueur avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2007.
- 18 mars 2008 : TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande pour majorer les droits provisoires prélevés sur le réseau principal au Canada qui avaient été approuvés en décembre 2007. La majoration des droits fait suite à une baisse marquée des flux prévus dans le réseau principal au Canada et vise à permettre à TransCanada de combler ses besoins en recettes pour 2008. Le 28 mars 2008, l'ONÉ a approuvé les droits provisoires modifiés pour le service de transport avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008.
- 17 juin 2008 : TransCanada a déposé une demande auprès de l'ONÉ pour assujettir son réseau de l'Alberta à la réglementation fédérale. Une audience pour débattre de la question a débuté le 18 novembre 2008 et pris fin le 28 novembre 2008. Une décision a été rendue le 26 février 2009.
- Juin 2008 : l'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada visant l'aménagement d'installations de pompage supplémentaires pour prolonger le tronçon du projet d'oléoduc Keystone au Canada et faire passer sa capacité nominale d'environ 435 000 b/j à 591 000 b/j de sorte qu'il puisse recevoir les volumes devant être livrés sur les marchés de Cushing, après la tenue d'une audience le 8 avril 2008. L'audience et la décision faisaient suite à une demande déposée par Keystone Canada auprès de l'ONÉ en novembre 2007.
- 10 octobre 2008 : l'AUC a approuvé la demande déposée par TransCanada visant l'obtention d'un permis de construction pour le prolongement du corridor du centre-nord du réseau de l'Alberta au coût d'environ 925 millions de dollars. Les travaux ont débuté en octobre 2008. La décision rendue fait suite à une demande extraordinaire déposée auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board (« EUB ») le 20 novembre 2007.
- 17 décembre 2008 : l'AUC a approuvé intégralement la demande de règlement de NGTL relativement à ses besoins en recettes pour 2008-2009, telle qu'elle a été déposée. Dans le cadre du règlement, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, le rendement des capitaux propres et l'impôt sur les bénéfices ont été fixés. Tout écart entre les frais réels et les frais convenus dans le règlement est à la charge de TransCanada, sous réserve d'un mécanisme d'ajustement du rendement des capitaux propres et de l'impôt sur les bénéfices qui tient compte des écarts entre les tarifs réels et ceux prévus dans le règlement et les hypothèses relatives aux impôts sur les bénéfices. Les autres composantes des frais sont traitées suivant un mécanisme de transfert. L'AUC a aussi approuvé les tarifs provisoires de NGTL pour 2008 de façon définitive pour la période du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2008.
- Décembre 2008 : Palomar Gas Transmission LLC a déposé une demande auprès de la FERC visant l'obtention d'un certificat l'autorisant à construire le pipeline Palomar, d'une longueur de 349 km (217 milles), devant aller du réseau GTN (défini ci-après) au centre de l'Oregon jusqu'au fleuve Columbia au nord-ouest de Portland. Le projet de pipeline Palomar est une coentreprise à parité entre GTNC et Northwest Natural Gas Co. Palomar négocie actuellement avec des expéditeurs potentiels afin d'obtenir des engagements d'expédition supplémentaires à l'égard du projet.

2007

Faits nouveaux relatifs aux pipelines

- 9 février 2007 : TransCanada a obtenu de l'ONÉ l'approbation du transfert d'une partie de ses installations de transport du réseau principal au Canada à l'oléoduc Keystone, afin d'amener du pétrole brut de l'Alberta vers les centres de raffinage du Midwest américain et de construire et d'exploiter de nouvelles installations d'oléoducs au Canada. En janvier 2007, TransCanada a lancé un appel de soumissions liant les parties en vue de l'agrandissement et du prolongement de l'oléoduc Keystone. Cet appel de soumissions visait à obtenir des engagements liant les parties afin de pouvoir porter la capacité du projet d'oléoduc Keystone d'environ 435 000 b/j à 591 000 b/j et de prolonger de 468 kilomètres le tronçon de l'oléoduc aux États-Unis.
- 22 février 2007 : TransCanada a réalisé l'acquisition auprès d'El Paso Corporation d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, « ANR ») ainsi que d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (« Great Lakes ») contre 3,4 milliards de dollars américains au total, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture, y compris la prise en charge d'une dette à long terme de 491 millions de dollars américains environ. TransCanada a en outre porté sa participation dans TC PipeLines, LP à 32,1 % avec l'acquisition par TC PipeLines, LP d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes. L'acquisition a été financée en partie par le placement de 39 470 000 reçus de souscription au prix de 38,00 \$ le reçu, dont le produit brut a rapporté environ 1,725 milliard de dollars à TransCanada, somme qui tient compte de l'exercice de l'option de surallocation attribuée aux preneurs fermes. À la clôture de l'acquisition d'ANR, les reçus de souscription ont été automatiquement échangés contre des actions ordinaires de TransCanada (les « actions ordinaires »), sans paiement d'une contrepartie supplémentaire par les souscripteurs, à raison d'un reçu contre une action.
- Décembre 2007 : ConocoPhillips a versé 207 millions de dollars contre une participation de 50 % dans l'oléoduc Keystone.

Réglementation

- Février 2007 : TransCanada a obtenu de l'ONÉ l'autorisation d'intégrer son réseau de gazoducs du sud de la Colombie-Britannique à ses réseaux de gazoducs du sud de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan (collectivement, le « réseau Foothills ») avec prise d'effet le 1^{er} avril 2007.
- Mai 2007 : l'ONÉ a approuvé le règlement tarifaire quinquennal que TransCanada a conclu avec les parties intéressées visant son réseau principal au Canada pour la période 2007 à 2011. Le règlement prévoit, entre autres, un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %.

Le rapport de gestion fournit de plus amples renseignements sur les faits nouveaux dans les activités de pipelines, aux rubriques « TransCanada – Stratégie », « Pipelines – Points saillants » et « Pipelines – Possibilités et faits nouveaux ».

Faits nouveaux dans les activités liées à l'énergie

TransCanada a créé une grande entreprise d'énergie ces dix dernières années et sa présence est désormais importante au chapitre de la production d'électricité dans certaines régions du Canada et des États-Unis. Plus récemment, TransCanada a également mis sur pied une grande entreprise de stockage de gaz naturel non réglementée en Alberta. Les principaux faits survenus dans les activités liées à l'énergie de TransCanada au cours des trois derniers exercices sont résumés ci-après.

2009

Faits nouveaux relatifs à l'énergie

- 19 février 2009 : la FERC a approuvé deux demandes distinctes déposées par TransCanada le 19 décembre 2008, dans lesquelles elle sollicite l'autorisation de facturer des taux négociés et de lancer un appel de soumissions au printemps 2009 pour les projets de lignes de transport Zephyr (« Zephyr ») et Chinook (« Chinook »). Ce sont deux projets de transport de courant continu haute tension de 500 kilovolts. Zephyr est un projet de ligne de transport de 1 760 km (1 100 milles) partant du Wyoming, et Chinook un projet de 1 600 km (1 000 milles) partant du Montana. Les deux doivent aboutir au Nevada et acheminer chacun de l'électricité d'origine éolienne principalement sur les marchés du sud-ouest des États-Unis. Les appels de soumissions ont commencé le 13 octobre 2009 et ont pris fin en décembre 2009. Un examen approfondi des offres présentées pour chaque projet sera entrepris.

- Avril 2009 : La mise en service complète de la centrale au gaz naturel à cycle combiné Portlands Energy Centre, près du centre-ville de Toronto, en Ontario (« Portlands Energy Centre ») a été réalisée en avance et en-deçà du budget. Portlands Energy Centre, qui appartient à 50 % à TransCanada, peut fournir 550 MW d'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.
- 9 juin 2009 : Hydro-Québec Distribution a avisé la Régie de l'énergie qu'elle comptait exercer son option pour prolonger la suspension de la production d'électricité à partir de la centrale de cogénération de 550 MW de TransCanada à Bécancour, près de Trois-Rivières, au Québec (« Bécancour ») en 2010. Cette annonce faisait suite à l'entente intervenue entre TransCanada et Hydro-Québec Distribution visant à suspendre temporairement la production d'électricité de Bécancour en 2009. En vertu de cette entente, TransCanada continuera de recevoir des paiements similaires à ceux qu'elle aurait reçus dans le cours normal des activités.
- Juillet 2009 : Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario ont modifié certaines des conditions de l'accord de remise à neuf de Bruce Power. Les modifications sont conformes à l'intention de l'accord, signé initialement en 2005, et tiennent compte des changements importants survenus sur le marché de l'électricité en Ontario. Aux termes de l'accord initial, Bruce Power A L.P. (« Bruce A ») s'était engagée à remettre à neuf et à redémarrer les réacteurs 1 et 2 actuellement au ralenti, à prolonger la durée d'exploitation du réacteur 3 et à remplacer les chaudières à vapeur du réacteur 4. Une modification apportée en 2007 prévoit la remise à neuf intégrale du réacteur 4, qui en prolongera la durée d'exploitation prévue. Cette dernière modification comprend la modification du mécanisme de prix plancher de Bruce Power L.P. (« Bruce B »), l'élimination du plafond pour les paiements de soutien à l'égard de Bruce A, la modification du barème de partage des coûts en capital et la prise en compte des paiements à Bruce Power pour la production réputée, et ce, aux prix contractuels lorsque la production de Bruce A et de Bruce B est réduite en raison des compressions sur le réseau contrôlé par l'Independent Electricity Operator en Ontario. Le projet de remise à neuf et de redémarrage des réacteurs 1 et 2 de Bruce A se poursuit. Le réacteur 2 devrait être redémarré vers le milieu de 2011, le réacteur 1 suivant environ quatre mois plus tard. TransCanada s'attend à ce que sa quote-part des coûts en capital nécessaires pour terminer le projet s'élève à environ 2 milliards de dollars. Bruce Power continue de mettre en œuvre une initiative afin de prolonger la durée d'exploitation des réacteurs 3 et 4. On s'attend actuellement à ce que l'exploitation du réacteur 4 continue au-delà de 2018, et des plans ont été mis en place pour mettre en œuvre un programme d'entretien complet qui, s'il est fructueux et approuvé par la Commission canadienne de sûreté nucléaire, prolongerait la durée d'exploitation du réacteur 3 pendant une période similaire.
- Août 2009 : TransCanada a commencé la construction de la centrale de Coolidge (« Coolidge »), centrale au gaz naturel de pointe à cycle simple de 575 MW dont les frais de construction s'élèvent à 500 millions de dollars américains, qui sera située à 72 km (45 milles) au sud-est de Phoenix, à Coolidge, en Arizona. L'installation devrait être mise en service au deuxième trimestre de 2011.
- 30 septembre 2009 : l'Office de l'électricité de l'Ontario a avisé TransCanada qu'elle avait décroché un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans pour construire, posséder et exploiter la centrale électrique d'une puissance de 900 MW à Oakville, en Ontario. TransCanada s'attend à investir près de 1,2 milliard de dollars dans la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel, qui devrait être mise en service au premier trimestre de 2014. Le commencement de la construction du projet est tributaire de l'obtention de permis et d'approbations de l'autorité municipale et de l'approbation du ministère de l'Environnement relativement aux effets, notamment la qualité de l'air et le bruit.
- 9 octobre 2009 : l'exploitation du projet éolien Kibby dans le nord du comté de Franklin, dans le Maine, a commencé, la moitié des 44 éoliennes du projet ayant été mises en service au plus tard le 30 octobre 2009. La deuxième phase est en construction et devrait entrer en service au troisième trimestre de 2010. Le projet éolien Kibby devrait avoir une capacité de production de 132 MW. Le coût en capital devrait s'élever à environ 320 millions de dollars américains.
- Au troisième trimestre de 2009, les travaux de construction ont commencé aux parcs éoliens de Gros-Morne (212 MW) et de Montagne-Sèche (58 MW). Ces parcs éoliens situés au Québec sont les quatrième et cinquième d'un projet d'énergie éolienne donné à contrat par Hydro-Québec Distribution dans la région de Gaspé, au Québec (le « projet d'Énergie éolienne Cartier »), lequel appartient à 62 % à TransCanada. L'exploitation du projet Montagne-Sèche et de la première phase du projet Gros-Morne (101 MW) devrait commencer d'ici 2011. Celle de la deuxième phase du projet Gros-Morne (111 MW) devrait commencer d'ici 2012.

Réglementation

- 13 avril 2009 : le secrétaire au Commerce des États-Unis a rendu sa décision rejetant l'appel présenté par Broadwater Energy, LLC au sujet de la décision rendue par le département d'État de l'État de New York (« DEENY ») concernant le projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater (« Broadwater »). Broadwater, coentreprise avec Shell US Gas & Power LLC, est un projet d'installation de GNL au large des côtes de l'État de New York dans le détroit de Long Island que la FERC a approuvé en mars 2008. En avril 2008, le DEENY a déterminé que la construction et l'exploitation du projet ne seraient pas conformes aux politiques relatives à la zone côtière de l'État. Le 6 juin 2008, Broadwater Energy, LLC en a appelé de la décision du DEENY auprès du secrétaire au Commerce des États-Unis en lui demandant d'annuler la décision du DEENY au motif que le projet répond aux critères d'approbation énoncés dans la loi intitulée *Coastal Zone Management Act* et dans le règlement applicable.

2008

Faits nouveaux relatifs à l'énergie

- Janvier 2008 : un jalon a été franchi dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de Bruce A avec l'installation de la seizième et dernière chaudière à vapeur. Il fallait donc s'attendre à ce que le coût total du projet de redémarrage des réacteurs 1 et 2 augmente. Les hausses du coût du projet sont régies par un mécanisme de partage des dépenses en immobilisations aux termes de l'accord conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario, dans sa version modifiée en juillet 2009. Les réacteurs 1 et 2 de Bruce A devraient produire 1 500 MW une fois les travaux achevés.
- Février 2008 : le principal fournisseur de GNL pressenti pour le projet de terminal de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Cacouna (« Cacouna »), au Québec, a décidé de ne pas poursuivre ses démarches en vue de son approvisionnement en GNL comme il l'avait initialement prévu. Même si les autorités de réglementation avaient délivré les principales autorisations pour Cacouna, le projet est suspendu jusqu'à ce qu'une autre source d'approvisionnement soit trouvée et que le marché nord-américain de GNL prenne de l'essor.
- Avril 2008 : fin d'un examen exhaustif des coûts de la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de la centrale Bruce A et du redémarrage du projet. Selon cette évaluation, le coût en capital du redémarrage et de la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de la centrale Bruce A devait tourner autour de 3,4 milliards de dollars, une augmentation par rapport à l'estimation initiale des coûts qui était de 2,75 milliards de dollars en 2005. La quote-part de TransCanada devait avoisiner 1,7 milliard de dollars comparativement à une estimation initiale de 1,4 milliard de dollars.
- 12 mai 2008 : TransCanada a annoncé que le Salt River Project Agricultural Improvement and Power District, service public de Phoenix, en Arizona, avait signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans absorbant la totalité de la production de Coolidge. En décembre 2008, l'Arizona Corporation Commission avait délivré un certificat de compatibilité environnementale approuvant Coolidge.
- 9 juillet 2008 : TransCanada a annoncé que le plan d'aménagement final du projet éolien Kibby avait été approuvé à l'unanimité par la Land Use Regulation Commission du Maine. Les travaux de construction ont débuté en juillet 2008. L'entrée en service de la première phase a eu lieu en octobre 2009.
- 26 août 2008 : conclusion de l'acquisition par TransCanada de la centrale Ravenswood de 2 480 MW (« Ravenswood ») située dans le Queen's, à New York, pour une contrepartie de 2,9 milliards de dollars américains, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture. L'acquisition a été conclue en vertu d'une convention d'achat intervenue entre KeySpan Corporation et certaines filiales. L'acquisition a été financée par des placements de titres de participation et de titres de créance à terme, des fonds prélevés sur une facilité de crédit-relais nouvellement obtenue et des fonds en caisse (se reporter à la rubrique « Activités de financement » ci-après).
- 22 novembre 2008 : entrée en service du parc éolien de Carleton, la troisième des cinq phases du projet d'Énergie éolienne Cartier, qui peut produire 109 MW.
- Au quatrième trimestre de 2008, Bruce Power a revu l'estimation de la durée de vie des réacteurs 3 et 4. Par suite de l'examen, on s'attendait à ce que le réacteur 3 demeure en service jusqu'en 2011, ce qui ajoute deux années de production supplémentaires avant les travaux de remise à neuf. La remise à neuf terminée, la durée de vie estimative du réacteur 3 devait être prolongée jusqu'en 2038. L'examen a également indiqué que le réacteur 4 devait demeurer en service jusqu'en 2016, ce qui laisse sept années de production avant les travaux de remise à neuf, après quoi sa durée de vie estimative devait être prolongée jusqu'en 2042.

Réglementation

- 11 janvier 2008 : la FERC a publié son EIED pour Broadwater. L'EIED a confirmé le bien-fondé du projet, en a approuvé l'emplacement en reconnaissant son marché cible et ses objectifs de livraison et a conclu que les risques d'atteinte à la sécurité étaient limités et acceptables. L'EIED a conclu que si les règlements des autorités fédérales et étatiques et les exigences dont sont assortis les permis délivrés par elles étaient respectés, si les mesures d'atténuation proposées par Broadwater étaient prises, et si les recommandations de la FERC étaient suivies, le projet n'aurait pas d'incidence importante sur l'environnement.
- 24 mars 2008 : la FERC a autorisé la construction et l'exploitation de Broadwater, sous réserve des conditions stipulées dans l'autorisation. Le 10 avril 2008, le DEENY a déterminé que la construction et l'exploitation du projet ne seraient pas conformes aux politiques relatives à la zone côtière de l'État. À la suite de cette décision défavorable, TransCanada a radié pour Broadwater des coûts après impôts de 27 millions de dollars qui avaient été immobilisés au 31 mars 2008. Le 6 juin 2008, Broadwater Energy, LLC en a appelé de la décision du DEENY auprès du secrétaire au Commerce des États-Unis.

2007**Faits nouveaux relatifs à l'énergie**

- Juin 2007 : à la suite d'audiences publiques qui ont eu lieu en 2006, le gouvernement du Québec a édicté un décret approuvant Cacouna. Le gouvernement fédéral a également approuvé Cacouna en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.
- Septembre 2007 : Cacouna a annoncé que la mise en service prévue du terminal de regazéification était reportée de 2010 à 2012. Ce report est justifié par la nécessité d'évaluer les incidences des conditions stipulées dans les permis, de revoir la conception de l'installation face à la flambée des coûts et de coordonner la mise en service du terminal avec d'éventuels fournisseurs de GNL.
- Novembre 2007 : la deuxième phase du projet d'Énergie éolienne Cartier, le parc éolien de 101 MW à Anse-à-Valleau, est entrée en service. Le projet d'Énergie éolienne Cartier a en outre entamé la construction d'un troisième projet, le parc éolien de Carleton, d'une puissance de 109 MW.

Le rapport de gestion fournit de plus amples renseignements sur les faits nouveaux dans les activités liées à l'énergie, aux rubriques « TransCanada – Stratégie », « Énergie – Points saillants » et « Énergie – Possibilités et faits nouveaux ».

Activités de financement**2009**

- 9 janvier 2009 : TransCanada a réalisé l'émission de billets de premier rang non garantis de 750 millions de dollars américains et de 1,25 milliard de dollars américains échéant le 15 janvier 2019 et le 15 janvier 2039, respectivement, et portant intérêt au taux de 7,125 % et de 7,625 %, respectivement. Le produit tiré de ce placement a servi au financement partiel de projets d'immobilisations de TransCanada, au remboursement de dettes venant à échéance et aux fins générales de l'entreprise. Ces billets ont été émis en vertu d'un supplément de prospectus se rapportant à un prospectus préalable de base déposé le 2 janvier 2009 et visant l'émission de 3,0 milliards de dollars américains de titres de créance.
- 17 février 2009 : TransCanada a réalisé l'émission de billets à moyen terme d'un capital de 300 millions de dollars et de 400 millions de dollars échéant le 14 février 2014 et le 17 février 2039, respectivement, et portant intérêt au taux de 5,05 % et de 8,05 %, respectivement. Le produit de ces billets a servi à financer l'assiette des taux du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. Ces billets ont été émis en vertu de suppléments de fixation du prix se rapportant à un prospectus préalable de base déposé en mars 2007 et visant l'émission de 1,5 milliard de dollars de titres de créance.
- 16 juin 2009 : TransCanada a conclu une convention de prise ferme avec un consortium de preneurs fermes dirigé par RBC Marchés des Capitaux, BMO Marchés des capitaux et Valeurs Mobilières TD Inc., en vertu de laquelle les preneurs fermes se sont engagés à acheter à TransCanada 50 800 000 actions ordinaires et à les vendre au public au prix de 31,50 \$ l'action ordinaire. Les preneurs fermes disposaient en outre d'une option de surallocation pour acheter 7 620 000 actions ordinaires supplémentaires au même prix. Le placement a été conclu le 24 juin 2009 et, avec l'exercice intégral de l'option de surallocation par les preneurs fermes, 58 420 000 actions ordinaires ont été émises, ce qui a permis à TransCanada de toucher un produit brut d'environ 1,84 milliard de

dollars qui a été utilisé pour financer en partie des projets d'immobilisations, y compris l'acquisition de la participation résiduelle dans le réseau de l'oléoduc Keystone, pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise et pour rembourser sa dette à court terme. Ces actions ordinaires ont été émises en vertu d'un supplément de prospectus se rapportant à un prospectus préalable de base daté du 2 juillet 2008 et visant l'émission de 3,0 milliards de dollars de titres.

- 22 septembre 2009 : TransCanada a conclu une convention de prise ferme avec un consortium de preneurs fermes dirigé par Scotia Capitaux Inc. et RBC Marchés des Capitaux, en vertu de laquelle les preneurs fermes se sont engagés à acheter à TransCanada 22 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 1 (les « actions privilégiées de série 1 ») et à les vendre au public au prix de 25,00 \$ l'action. Le placement a été conclu le 30 septembre 2009, ce qui a permis à TransCanada de toucher un produit brut de 550 millions de dollars, qu'elle a utilisé pour financer en partie des projets d'immobilisations, pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise et pour rembourser sa dette à court terme. Ces actions ont été émises en vertu d'un supplément de prospectus se rapportant à un prospectus préalable de base daté du 21 septembre 2009 et visant l'émission de 3,0 milliards de dollars de titres.
- Décembre 2009 : TransCanada PipeLine USA Ltd. a obtenu une facilité de crédit renouvelable consortiale engagée de 1,0 milliard de dollars américains échéant en décembre 2012, prorogeable pour une durée de un an au gré de l'emprunteur. Les fonds disponibles aux termes de la facilité, garantie par TransCanada, étaient entièrement disponibles au 31 décembre 2009.

2008

- 5 mai 2008 : TransCanada a conclu une convention de prise ferme avec un consortium de preneurs fermes dirigé par BMO Nesbitt Burns Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc., en vertu de laquelle les preneurs fermes se sont engagés à acheter à TransCanada 30 200 000 actions ordinaires et à les vendre au public au prix de 36,50 \$ l'action ordinaire. Les preneurs fermes disposaient en outre d'une option de surallocation pour acheter 4 530 000 actions ordinaires supplémentaires au même prix. Le placement a été réalisé le 13 mai 2008 et, avec l'exercice intégral de l'option de surallocation par les preneurs fermes, 34 730 000 actions ordinaires ont été émises, pour un produit brut d'environ 1,27 milliard de dollars qui sera utilisé par TransCanada pour financer en partie des acquisitions et des projets d'immobilisations, soit notamment l'acquisition de Ravenswood et la construction de l'oléoduc Keystone, et aux fins générales de l'entreprise. Ces actions ordinaires ont été émises en vertu d'un supplément de prospectus se rapportant à un prospectus préalable de base déposé en janvier 2007 visant l'émission de 3,0 milliards de dollars de titres.
- 27 juin 2008 : TransCanada a signé une convention avec un consortium bancaire qui s'est engagé à lui fournir une facilité de crédit-relais non garantie d'un an de 1,5 milliard de dollars américains, que la société pouvait prolonger de six mois. Le 25 août 2008, TransCanada a prélevé 255 millions de dollars américains sur cette facilité pour financer une partie de l'acquisition de Ravenswood et elle a annulé le reste de l'engagement. En février 2009, la somme de 255 millions de dollars américains a été remboursée et la facilité a été annulée.
- 11 août 2008 : TransCanada a réalisé l'émission de billets de premier rang non garantis de 850 millions de dollars américains et de 650 millions de dollars américains échéant le 15 août 2018 et le 15 août 2038, respectivement, portant intérêt au taux de 6,50 % et de 7,25 %, respectivement. Le produit de ces billets a servi au financement partiel de l'acquisition de Ravenswood et aux fins générales de l'entreprise. Ces billets ont été émis en vertu d'un supplément de prospectus se rapportant à un prospectus préalable de base déposé en septembre 2007 et visant l'émission de 2,5 milliards de dollars américains de titres de créance.
- 20 août 2008 : TransCanada a réalisé l'émission de billets à moyen terme d'un capital de 500 millions de dollars échéant en août 2013 et portant intérêt au taux de 5,05 %. Le produit de ces billets a servi au financement partiel du programme d'immobilisations du réseau de l'Alberta et aux fins générales de l'entreprise. Ces billets ont été émis en vertu d'un supplément de fixation du prix se rapportant à un prospectus préalable de base déposé en mars 2007 et visant l'émission de 1,5 milliard de dollars de titres de créance.
- 17 novembre 2008 : TransCanada a conclu une convention de prise ferme avec un consortium de preneurs fermes dirigé par RBC Dominion valeurs mobilières Inc., BMO Nesbitt Burns Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc., en vertu de laquelle les preneurs fermes se sont engagés à acheter à TransCanada 30 500 000 actions ordinaires et à les vendre au public au prix de 33,00 \$ l'action ordinaire. Les preneurs fermes disposaient en outre d'une option de surallocation pour acheter 4 575 000 actions ordinaires supplémentaires au même prix. Le placement a été conclu le 25 novembre 2008, ce qui a permis à TransCanada de toucher un produit brut d'environ 1 milliard de dollars qu'elle compte utiliser pour financer en partie ses projets d'immobilisations, notamment l'oléoduc

Keystone, pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise et pour rembourser sa dette à court terme. L'exercice intégral de l'option de surallocation par le consortium de preneurs fermes le 5 décembre 2008 a permis à TransCanada de toucher un produit brut supplémentaire de 151 millions de dollars. Les actions ordinaires ont été émises en vertu d'un supplément de prospectus se rapportant à un prospectus préalable de base déposé en juillet 2008 et visant l'émission de 3,0 milliards de dollars de titres.

- Novembre 2008 : Keystone U.S. a obtenu une facilité de crédit renouvelable consortiale engagée de 1,0 milliard de dollars américains, garantie par TransCanada, échéant en novembre 2010 mais pouvant être prorogée jusqu'en novembre 2011, au gré de l'emprunteur. Les fonds disponibles aux termes de la facilité étaient entièrement disponibles au 31 décembre 2009. La facilité sert à un programme de papier commercial visant à financer une partie des dépenses de Keystone U.S. et à répondre aux besoins généraux de cette dernière.

Le rapport de gestion fournit de plus amples renseignements sur les activités de financement aux rubriques « Activités de financement – Dette à court terme », « Activités de financement – Dette à long terme en 2009 », « Activités de financement – Dette à long terme en 2008 », « Activités de financement – Dette à long terme en 2007 », « Activités de financement – Capitaux propres en 2009 », « Activités de financement – Capitaux propres en 2008 » et « Activités de financement – Capitaux propres en 2007 ».

ACTIVITÉS DE TRANSCANADA

TransCanada est une des grandes sociétés d'infrastructures énergétiques nord-américaines, dont les principales activités sont axées sur les pipelines et l'énergie. À la fin de l'exercice écoulé, le secteur des pipelines représentait environ 53 % des produits d'exploitation et 67 % de l'actif total de TransCanada, et celui de l'énergie environ 47 % des produits d'exploitation et 28 % de l'actif total de TransCanada. Le texte qui suit est une description des deux principaux secteurs d'activité de TransCanada.

Le tableau suivant présente les produits d'exploitation de TransCanada provenant des activités par secteur et par région géographique pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

Produits d'exploitation provenant des activités (en millions de dollars)	2009	2008
Pipelines		
Canada – marché intérieur	2 389 \$	2 005 \$
Canada – marché de l'exportation ⁽¹⁾	755	1 123
États-Unis	1 585	1 522
	4 729	4 650
Énergie⁽²⁾		
Canada – marché intérieur	2 788	2 594
Canada – marché de l'exportation ⁽¹⁾	1	2
États-Unis	1 448	1 373
	4 237	3 969
Total des produits d'exploitation⁽³⁾	8 966 \$	8 619 \$

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

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

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

Activités de pipelines

TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, ce qui comprend des gazoducs, des installations de stockage de gaz réglementées et des projets liés à des oléoducs. Le réseau de pipelines détenu en propriété exclusive par TransCanada s'étend sur plus de 60 000 km (37 282 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement en gaz en Amérique du Nord.

TransCanada possède d'importants avoirs en gazoducs et connexes au Canada et aux États-Unis ainsi qu'un projet d'oléoduc, notamment ceux qui figurent ci-après. À moins d'indication contraire, TransCanada est l'unique propriétaire des pipelines suivants.

Canada

- Le réseau principal au Canada de TransCanada, qui s'étend sur 14 101 km (8 762 milles), soit de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan à la frontière entre le Québec et le Vermont, et qui est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.
- Le réseau de l'Alberta de TransCanada, qui sert à la collecte de gaz naturel consommé dans la province et acheminé jusqu'à divers points frontaliers, où il est raccordé au réseau principal au Canada, au réseau Foothills et à des gazoducs de tiers. Le réseau, d'une longueur de 23 905 km (14 854 milles), compte parmi les plus importants pour le transport de gaz naturel en Amérique du Nord.
- L'oléoduc Keystone, projet d'oléoduc de 3 456 km (2 147 milles) qui acheminera du pétrole brut de Hardisty, en Alberta, aux marchés du Midwest américain, à Wood River et à Pakota, en Illinois, et à Cushing, en Oklahoma. L'entrée en service du tronçon menant à Wood River et à Pakota a commencé à la fin de 2009, et son exploitation commerciale devrait commencer au milieu de 2010. L'entrée en service du tronçon menant à Cushing est prévue pour la fin de 2010, et son exploitation devrait commencer au premier trimestre de 2011. Au cours du processus d'approbation des autorités de réglementation, un prolongement de l'oléoduc jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique devrait être réalisé et mis en service au premier trimestre de 2013, ce qui ajouterait environ 2 720 km (1 690 milles) au réseau. En août 2009, TransCanada est devenue l'unique propriétaire du réseau de l'oléoduc Keystone.
- Le réseau Foothills de TransCanada, réseau de transmission de gaz naturel de 1 241 km (771 milles) dans l'Ouest du Canada, qui achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière des États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, des États du Nord-Ouest sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada. Le réseau CB a été intégré au réseau Foothills le 1^{er} avril 2007.
- TransCanada Pipeline Ventures LP, qui est propriétaire d'un gazoduc de 161 km (100 milles) et des installations connexes qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, et d'un gazoduc de 27 km (17 milles) qui livre du gaz à un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.
- TQM, qui appartient à TransCanada à hauteur de 50 %. TQM, est un réseau de pipelines de 572 km (355 milles) raccordé au réseau principal au Canada, qui achemine du gaz naturel de Montréal à Québec, au Québec, et qui est raccordé au réseau Portland. TQM est exploitée par TransCanada.

États-Unis

- Le réseau ANR (le « réseau ANR ») de TransCanada est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 17 000 km (10 563 milles) et qui achemine, dans sa partie sud-ouest, du gaz naturel à partir des champs de production situés principalement au Texas et en Oklahoma et, dans sa partie sud-est, dans le golfe du Mexique et en Louisiane. Le réseau se rend jusqu'aux marchés situés principalement dans le Wisconsin, le Michigan, l'Illinois, l'Ohio et l'Indiana. Le gazoduc d'ANR est en outre relié à d'autres gazoducs, ce qui permet d'avoir accès à diverses sources d'approvisionnement en Amérique du Nord, notamment les régions de l'Ouest du Canada, du centre du continent et des Rocheuses, ainsi qu'à un éventail de marchés du Midwest américain et du nord-est des États-Unis.
- Les installations de stockage souterrain de gaz dont ANR est le propriétaire-exploitant offrent des services de stockage de gaz réglementés à des clients du réseau ANR et du réseau Great Lakes dans la partie nord du Michigan. En 2008, ANR a terminé le projet d'amélioration du stockage et ainsi accru sa capacité de stockage de 14 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »). En tout, l'entreprise ANR exploite 16 installations de stockage souterrain de gaz naturel dans l'État du Michigan qui la dotent d'une capacité de stockage de gaz naturel d'environ 250 Gpi³ au total.
- Le réseau GTN (le « réseau GTN »), qui est un réseau de transport de gaz naturel de TransCanada qui s'étend sur 2 174 km (1 351 milles) et relie le réseau Foothills et le réseau de gaz naturel provenant des Rocheuses à des gazoducs appartenant à des tiers à Washington, en Oregon et en Californie, et au pipeline de Tuscarora Gas Transmission Company (« Tuscarora »).
- Le pipeline Bison, projet de gazoduc de 487 km (303 milles) devant relier le bassin de la rivière Powder, au Wyoming, au réseau Northern Border dans le Dakota du Nord. La FERC a publié un EIED pour Bison en décembre 2009, et le projet est parvenu aux dernières étapes du processus d'approbation réglementaire. TransCanada s'attend à commencer la construction en mai 2010. Le pipeline Bison peut compter sur des engagements d'expédition d'environ 407 Mpi³/j et doit être mis en service au quatrième trimestre de 2010.
- Le réseau Great Lakes, qui appartient à TransCanada à hauteur de 53,6 % et à TC PipeLines, LP. à hauteur de 46,4 %. Le réseau Great Lakes, d'une longueur de 3 404 km (2 115 milles), dessert principalement les marchés du centre du Canada et du Midwest américain. TransCanada exploite le réseau Great Lakes et détient une participation réelle de 71,3 % dans ce

réseau du fait de sa participation de 53,6 % et de sa participation indirecte dont elle dispose par le truchement de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.

- Le réseau de pipelines Northern Border (le « réseau NBPL »), qui appartient à TC PipeLines, LP à hauteur de 50 %. Ce réseau de transport de gaz naturel s'étend sur 2 250 km (1 398 milles) et dessert le Midwest américain. TransCanada exploite NBPL et détient une participation réelle de 19,1 % dans celui-ci, du fait de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.
- Tuscarora, qui est la propriété exclusive de TC PipeLines, LP. Ce réseau de pipelines s'étend sur 491 km (305 milles) et achemine du gaz naturel du réseau GTN à Malin, en Oregon et à Wadsworth, au Nevada (le « réseau de Tuscarora »), avec des points de livraison dans le nord-est de la Californie et dans le nord-ouest du Nevada. TransCanada exploite le réseau de Tuscarora et y détient une participation réelle de 38,2 % par le truchement de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.
- North Baja, propriété exclusive de TC PipeLines, LP, qui est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 129 km (80 milles) et dont le point de départ se situe à Ehrenberg dans le sud-ouest de l'Arizona et aboutit près d'Ogilby, en Californie, à la frontière entre la Californie et le Mexique, où il se raccorde à un réseau de gazoducs appartenant à des tiers, au Mexique. TransCanada exploite le réseau North Baja et détient une participation réelle de 38,2 % dans le réseau par le truchement de sa participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP.
- Le réseau de transport de gaz Iroquois (le « réseau Iroquois »), qui est raccordé au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et livre du gaz naturel aux clients des États du Nord-Est. TransCanada détient une participation de 44,5 % dans ce réseau de pipelines de 666 km (414 milles).
- Le réseau Portland, pipeline de 474 km (295 milles) raccordé à TQM près de East Hereford, au Québec, livrant du gaz naturel aux clients des États du Nord-Est. TransCanada détient une participation de 61,7 % dans le réseau Portland et exploite ce pipeline.
- TransCanada détient une participation de 38,2 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte, pour laquelle une filiale de TransCanada agit en tant que commandité. La participation résiduelle dans TC PipeLines, LP est détenue en grande partie par des actionnaires du public. TC PipeLines, LP détient une participation de 50 % dans le réseau NBPL, une participation de 46,4 % dans le réseau Great Lakes, une participation de 100 % dans Tuscarora et une participation de 100 % dans North Baja.

International

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

- TransGas, réseau de gazoducs de 344 km (214 milles) qui va de Mariquita, dans la région centrale de la Colombie, à Cali, dans le sud-ouest du pays. TransCanada y détient une participation de 46,5 %.
- Gas Pacifico, gazoduc de 540 km (336 milles) qui part de Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili. INNERGY est une société de commercialisation de gaz naturel industriel établie à Concepción qui assure la commercialisation du gaz naturel transporté par Gas Pacifico. TransCanada détient une participation de 30 % dans Gas Pacifico et dans INNERGY.
- Tamazunchale, gazoduc qui s'étend sur 130 km (81 milles) dans le centre-est du Mexique et a son point de départ aux installations de Pemex Gas, près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à une centrale électrique près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.
- Le projet de pipeline de Guadalajara est en construction et, une fois terminé, suivra un tracé d'environ 305 km (190 milles) à partir de Manzanillo, sur la côte du Pacifique du Mexique, jusqu'à Guadalajara.

Le rapport de gestion fournit de plus amples renseignements sur les pipelines détenus par TransCanada, les faits nouveaux et occasions et les faits nouveaux importants sur le plan de la réglementation en ce qui a trait aux pipelines aux rubriques « Pipelines – Possibilités et faits nouveaux » et « Pipelines – Analyse financière ».

Réglementation des activités relatives aux pipelines

Canada

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA, RÉSEAU TQM, RÉSEAU FOOTHILLS ET RÉSEAU DE L'ALBERTA

Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada), le réseau principal au Canada, le réseau TQM, le réseau Foothills et le réseau de l'Alberta (collectivement, les « réseaux ») sont réglementés par l'ONÉ (le réseau de l'Alberta étant devenu de compétence fédérale le 29 avril 2009, à la suite de l'approbation par l'ONÉ d'une demande présentée par TransCanada). L'ONÉ détermine les droits qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts de transport de gaz naturel projetés, notamment le rendement sur la base tarifaire moyenne de chacun des réseaux. Les nouvelles installations sont approuvées par l'ONÉ avant le début des travaux de construction et l'ONÉ réglemente l'exploitation de chaque réseau. Les changements apportés à la base tarifaire, au taux de rendement autorisé des capitaux propres, au ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires et à la possibilité de générer des recettes par des mesures incitatives peuvent se répercuter sur le résultat net des réseaux.

OLÉODUC KEYSTONE

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, ainsi que l'exploitation matérielle du tronçon canadien de l'oléoduc Keystone. Il faut en outre obtenir l'approbation de l'ONÉ pour ajouter des installations, comme c'est le cas pour le tronçon canadien du projet de prolongement vers la côte du golfe du Mexique, approbation qui a été demandée en 2009. L'ONÉ devrait rendre une décision au premier trimestre de 2010.

États-Unis

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

La FERC réglemente aussi les conditions du service, y compris les tarifs, du tronçon américain de l'oléoduc Keystone. C'est cependant à des organismes d'État qu'il faut s'adresser pour obtenir les principales approbations pour l'ajout d'installations à l'oléoduc Keystone.

Activités relatives à l'énergie

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

Les centrales électriques et les sources d'énergie dans lesquelles TransCanada détient une participation, y compris celles en voie d'aménagement, représentent une capacité de production d'électricité de plus de 11 700 MW. Les centrales et la production d'électricité au Canada représentent environ 63 % de ce total, et les centrales situées aux États-Unis, la différence, soit quelque 37 %.

TransCanada est propriétaire-exploitant des installations suivantes :

- Ravenswood, située dans le Queen's de New York, est une centrale de 2 480 MW constituée d'unités multiples ayant recours à une technologie à turbine à vapeur, à turbine à cycle combiné et à turbine de combustion. Ravenswood peut répondre à environ 21 % de la demande de pointe de la ville de New York.
- TC Hydro, installations hydroélectriques de TransCanada aménagées sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield, au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts, qui regroupent 13 centrales, avec barrages et réservoirs connexes, et dont la capacité de production totale est de 583 MW.
- Ocean State Power, installation à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 560 MW, située à Burrillville, dans le Rhode Island.

- Bécancour, centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel, située près de Trois-Rivières, au Québec. Bécancour vend toute sa production d'électricité à Hydro-Québec, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans échéant en 2026, et vend également de la vapeur à des clients industriels qui l'utilisent dans leurs procédés commerciaux. Depuis 2008, la production d'électricité à la centrale de Bécancour a été temporairement suspendue en raison d'une entente avec Hydro-Québec. Aux termes de cette entente, TransCanada continue de recevoir des paiements similaires à ceux qu'elle aurait reçus dans le cours normal des activités.
- Les centrales de cogénération au gaz naturel de l'Alberta de Carseland (80 MW), de Redwater (40 MW), de Bear Creek (80 MW) et de MacKay River (165 MW).
- Grandview, centrale de cogénération au gaz naturel de 90 MW, située sur le site de la raffinerie d'Irving Oil Limited à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Irving Oil Limited est partie à un contrat d'achat ferme de 20 ans expirant en 2025 aux termes duquel elle approvisionne la centrale en combustible et achète la totalité de la puissance thermique et de l'électricité produite par cette centrale.
- Cancarb, installation de 27 MW située à Medicine Hat, en Alberta, alimentée à l'énergie résiduelle provenant de l'installation attenante de noir de carbone thermique, qui appartient à TransCanada.
- Edson, installation de stockage souterrain de gaz naturel raccordée au réseau de l'Alberta et située près d'Edson, dans cette province. Le système de traitement central de l'installation a une capacité maximale d'injection et de prélèvement de gaz naturel de 725 Mpi³/j. Edson a une capacité utile de stockage de gaz naturel de quelque 50 Gpi³.

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

- TransCanada détient les droits sur la totalité de la capacité de production de 560 MW de la centrale au charbon Sundance A, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») échéant en 2017. TransCanada détient également les droits sur 50 % de la capacité de production de 706 MW de l'installation Sundance B, aux termes d'un CAE échéant en 2020 (« Sundance »); les installations de Sundance sont situées dans le centre-sud de l'Alberta.
- L'installation de Sheerness, située dans le sud-est de l'Alberta, compte deux unités de production d'énergie thermique alimentées au charbon de 390 MW. TransCanada détient les droits sur 756 MW de la capacité de production aux termes du CAE de Sheerness échéant en 2020 (« Sheerness »).

TransCanada détient les participations suivantes :

- Deux centrales nucléaires, Bruce A, qui appartient à TransCanada à hauteur de 48,8 % et compte quatre réacteurs de 750 MW, dont deux sont actuellement en service et deux sont en voie d'être remis à neuf, et Bruce B, qui appartient à TransCanada à hauteur de 31,6 % et compte quatre réacteurs en service d'une capacité combinée d'environ 3 200 MW. Bruce Power est constituée de deux partenariats possédant des installations de production et des bureaux sur un terrain de 2 300 acres dans le nord-ouest de Toronto, en Ontario, sur lequel se trouvent les centrales Bruce A et Bruce B.
- Une participation de 60 % dans CrossAlta, installation de stockage souterrain de gaz naturel d'une capacité de 68 Gpi³ raccordée au réseau de l'Alberta, près de Crossfield, en Alberta. Le système de traitement central de l'installation a une capacité maximale d'injection et de prélèvement de gaz naturel de 550 Mpi³/j.
- Une participation de 62 % dans les parcs éoliens de Carleton (109 MW), d'Anse-à-Valleau (101 MW) et de Baie-des-Sables (110 MW), les trois premières phases du projet d'Énergie éolienne Cartier, dont l'exploitation commerciale a débuté en novembre 2008, en novembre 2007 et en novembre 2006, respectivement.
- Portands Energy Centre, centrale au gaz naturel à cycle combiné d'une puissance de 550 MW située à Toronto, en Ontario, dans laquelle TransCanada détient une participation de 50 %. Cette centrale est entrée en service à l'été 2008 selon un mode à cycle simple qui produit 340 MW d'électricité et est devenue entièrement opérationnelle en avril 2009. Cette installation fournit de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.

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

- La centrale d'Oakville, projet de centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une puissance de 900 MW située à Oakville, en Ontario. TransCanada a décroché un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans pour construire, posséder et exploiter la centrale d'Oakville en septembre 2009. TransCanada prévoit investir environ 1,2 milliard de dollars dans le projet, qui devrait entrer en service au premier trimestre de 2014.
- Le projet d'Énergie éolienne Cartier, composé de cinq projets éoliens dans la région de Gaspé, au Québec, donné à contrat par Hydro-Québec Distribution, qui pourra produire 590 MW quand les cinq projets seront achevés. Trois des parcs éoliens

sont construits et en service comme il a été dit et deux sont actuellement en construction. Les deux projets restants, d'une capacité de production de 270 MW, devraient être mis en service à la fin de 2011 et de 2012, respectivement, sous réserve des approbations nécessaires. Énergie éolienne Cartier appartient à 62 % à TransCanada. Toute l'électricité produite par le projet d'Énergie éolienne Cartier est vendue à Hydro-Québec Distribution aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. Au quatrième trimestre de 2009, le projet de parc éolien Les Méchins, d'une capacité de 150 MW, a été annulé en raison de l'impossibilité d'obtenir des éoliennes efficaces et de la difficulté à parvenir à des ententes acceptables avec les propriétaires de terrains privés. La décision n'a aucune incidence sur les autres projets d'Énergie éolienne Cartier.

- Une centrale au gaz naturel de 683 MW située près de la ville de Halton Hills, en Ontario, qui est en construction et dont la mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2010. Toute l'électricité produite par l'installation sera vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans.
- La centrale Coolidge est une centrale de pointe au gaz naturel à cycle simple en cours d'aménagement à Coolidge, en Arizona. Dans des conditions d'exploitation optimales, TransCanada prévoit que cette centrale pourra produire environ 575 MW pour répondre rapidement aux demandes de pointe. Le projet a obtenu les permis nécessaires et sa construction a débuté en août 2009, son entrée en service étant prévue au deuxième trimestre de 2011. La centrale alimentera le Salt River Project Agricultural Improvement and Power District de Phoenix, en Arizona, en vertu d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans.
- Le projet éolien Kibby de 132 MW, qui est en cours de construction et qui doit comprendre 44 turbines qui seront situées dans les cantons de Kibby et de Skinner, dans l'État du Maine. La construction a débuté en juillet 2008 et l'entrée en service de la première phase a eu lieu en octobre 2009, la moitié des turbines étant en service et ayant une capacité de production de 66 MW, et la deuxième phase, qui comprend les 22 autres turbines, devrait entrer en service en 2010 avec une capacité de production de 66 MW.

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

GÉNÉRALITÉS

Employés

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TransCanada, TCPL, avait environ 4 165 employés en service à temps plein, dont la quasi-totalité travaillait au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Ouest du Canada (à l'exclusion de Calgary)	444
Calgary	1 832
Est du Canada	258
Côte ouest des États-Unis	150
Midwest des États-Unis	476
Nord-est des États-Unis	408
Sud-est des États-Unis/côte du golfe	201
Houston	387
Mexique et Amérique du Sud	9
Total	4 165

Politiques sociales et environnementales

La santé, la sécurité et l'environnement (« SS et E ») sont des priorités pour tous les secteurs d'activité de TransCanada et les activités touchant ces questions sont régies par l'énoncé d'engagements en matière de SS et E de la société (l'« énoncé d'engagements »). L'énoncé d'engagements décrit les lignes directrices visant le maintien d'un environnement sain et sécuritaire pour les employés et les entrepreneurs de TransCanada et pour le public, ainsi que l'engagement de TransCanada à protéger l'environnement. Tous les employés sont responsables et redevables du rendement à ce chapitre. TransCanada tient à être un meneur de l'industrie et à exercer ses activités conformément aux lois et règlements applicables, voire à aller au-delà de ceux-ci, et à minimiser les risques pour les gens et l'environnement. TransCanada s'engage à suivre et à améliorer son rendement en matière de SS et E et à promouvoir la sécurité, que ce soit dans le milieu de travail ou ailleurs, parce qu'elle croit que les blessures et maladies liées au travail peuvent être évitées. TransCanada s'efforce de faire des affaires avec des sociétés et des entrepreneurs qui partagent son opinion sur le rendement en matière de SS et E et de les influencer pour améliorer leur rendement collectif.

TransCanada s'engage à respecter l'environnement et la culture du milieu où elle exerce ses activités et elle tient à ce que la communication soit ouverte avec le public, les décideurs, les scientifiques et les groupes de défense de l'intérêt public.

TransCanada tient à assurer le respect de ses politiques internes et des exigences établies par la loi. Le comité SS et E du conseil d'administration de TransCanada (le « conseil ») surveille la conformité à la politique SS et E de la société grâce à des rapports réguliers. TransCanada a un système de gestion SS et E inspiré de la norme de l'Organisation internationale de normalisation (« ISO ») pour les systèmes de gestion de l'environnement ISO 14001 et oriente des ressources en fonction des secteurs qui présentent les risques les plus importants pour les activités commerciales SS et E de l'organisation. La direction est régulièrement informée de toutes les questions opérationnelles importantes et des initiatives en matière de SS et E au moyen de rapports formels. Le système de gestion SS et E de TransCanada et son rendement à ce chapitre sont évalués par un cabinet indépendant tous les trois ans. Cette évaluation a eu lieu pour la dernière fois en décembre 2009 et n'a permis de constater aucun problème important. Le système de gestion SS et E fait également l'objet d'un examen interne continu pour s'assurer qu'il reste efficace au fil du temps.

En 2009, le rendement en matière de santé et de sécurité des employés et des entrepreneurs est resté une priorité. TransCanada vise à faire correspondre son rendement en matière de santé et de sécurité à celui des sociétés du premier quartile dans ses secteurs. Dans l'ensemble, les taux de fréquence des accidents chez TransCanada en 2009 demeurent meilleurs que la plupart des normes de l'industrie.

La sécurité liée aux infrastructures énergétiques nouvellement créées et existantes de TransCanada et l'intégrité de ces infrastructures demeure également une priorité. La sécurité et l'intégrité sont pleinement prises en considération dans le cadre de la conception, de la construction et de la mise en service de tous les nouveaux actifs, qui ne sont mis en service que lorsque toutes les exigences nécessaires ont été satisfaites. En 2010, la société prévoit engager environ 181 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines dont elle a la propriété exclusive, soit 10 millions de dollars de plus qu'en 2009 principalement en raison de l'augmentation des inspections internes sur les pipelines en service de tous les réseaux. Selon les modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont comptabilisées selon la méthode de l'imputation à l'exercice, et, par conséquent, n'influent pas sur le résultat de TransCanada. Aux termes des contrats relatifs à l'oléoduc Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées grâce au mécanisme de prélèvement de droits et, par conséquent, n'influent pas sur le résultat de TransCanada. Les dépenses pour le réseau GTN peuvent également être recouvrées grâce à un mécanisme de recouvrement des coûts intégré à ses tarifs. Le dossier de sécurité lié aux pipelines de TransCanada en 2009 est resté supérieur aux normes de l'industrie. TransCanada a connu trois ruptures de pipeline en 2009. Le premier s'est produit dans une région éloignée du nord de l'Alberta. Les deux autres se sont produits dans des régions rurales du nord de l'Ontario. Ces ruptures ont causé un impact minime, sans blessures corporelles, et l'une d'elles a causé des dommages matériels minimes. Les trois incidents ont fait l'objet d'une enquête de niveau 3 du Bureau de la sécurité des transports du Canada. Les dépenses relatives aux actifs dans le secteur de l'énergie de la société qui ont été engagées en lien avec la sécurité du public visent principalement les barrages hydroélectriques et l'équipement connexe de TransCanada et correspondent à celles des années antérieures.

Protection de l'environnement

Les installations de TransCanada sont assujetties à plusieurs lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux sur la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. TransCanada applique des programmes d'inspection continue conçus pour s'assurer que toutes ses installations respectent les exigences en matière d'environnement et est convaincue que ses réseaux respectent pour l'essentiel les exigences applicables.

En 2009, TransCanada a mené des travaux d'évaluation des risques en matière d'environnement et de restauration, ainsi que divers travaux de mise hors service, de remise en état et de rétablissement à ses installations canadiennes et américaines. Au 31 décembre 2009, TransCanada avait inscrit des passifs d'environ 91 millions de dollars (86 millions de dollars en 2008) au titre d'obligations de restauration des lieux et des frais de conformité liés à la législation sur les gaz à effet de serre (« GES »), y compris des éventualités. La société croit avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et avoir accumulé des réserves suffisantes pour répondre à ses obligations en matière d'environnement. Toutefois, il est possible que des imprévus surviennent et l'oblige à mettre en réserve des sommes supplémentaires.

TransCanada n'a connaissance d'aucune ordonnance, réclamation ni poursuite en cours contre la société en ce qui concerne l'émission ou le rejet de matières dans l'environnement ou la protection environnementale.

La politique en matière de changements climatiques nord-américaine continue d'évoluer à l'échelle régionale et nationale. En 2009, TransCanada était propriétaire d'actifs dans trois provinces canadiennes qui ont pris des règlements touchant les émissions industrielles de GES. TransCanada a établi une marche à suivre afin de veiller au respect de ces règlements.

En Alberta, conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation*, les installations industrielles doivent réduire leur volume d'émissions de GES de 12 % à compter de juillet 2007. Les installations de TransCanada qui sont situées en Alberta sont assujetties à ce règlement, tout comme les centrales au charbon de Sundance et Sheerness avec lesquelles TransCanada a conclu des contrats d'achat d'électricité. Comme solution de rechange à la réduction de leur volume d'émissions, les installations peuvent annuler des crédits compensatoires ou cotiser à un fonds technologique au coût de 15 \$ par tonne d'émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ ») excédant la réduction imposée. Un programme a été mis en place en vue de la gestion des frais de conformité engagés par ces actifs en raison de la réglementation. Les frais de conformité pour le réseau de l'Alberta sont recouverts grâce aux redevances payées par les clients. Pour ce qui est des installations de production d'énergie de TransCanada en Alberta, le recouvrement des frais de conformité dépendra en définitive des prix de l'électricité sur le marché. Les frais estimatifs inscrits par TransCanada se sont élevés à 17 millions de dollars en 2009. Ces frais seront confirmés lorsque les rapports de conformité seront présentés en mars 2010.

La redevance sur l'hydrocarbure au Québec est perçue par le distributeur de gaz naturel au nom du gouvernement du Québec au moyen d'une cotisation au fonds vert établie en fonction de la consommation de gaz. En 2009, les coûts se rapportant à l'installation de Bécancour relativement à la redevance sur l'hydrocarbure étaient inférieurs à 1 million de dollars en raison d'une convention conclue par TransCanada et Hydro-Québec visant à suspendre temporairement la production d'électricité de cette installation. Les coûts devraient augmenter considérablement lorsque l'usine sera remise en fonction.

La taxe sur les émissions carboniques de la Colombie-Britannique, qui est entrée en vigueur au milieu de 2008, s'applique aux émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles fossiles. Les frais de conformité applicables à la combustion de combustibles aux stations de compression et de comptage de la société en Colombie-Britannique sont recouverts par le truchement des droits payés par les clients. Les frais liés à la taxe sur les émissions carboniques pour 2009 ont été de 3 millions de dollars. Les frais par tonne de CO₂ se sont élevés à 15 \$ en 2009 et seront portés respectivement à 20 \$ par tonne et à 25 \$ par tonne en 2010 et en 2011.

Les États du nord-est des États-Unis qui sont membres de la *Regional Greenhouse Gas Initiative* (« RGGI ») ont mis en place un programme de plafonnement et d'échange du CO₂ pour les producteurs d'électricité entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Aux termes de la RGGI, les installations de production de Ravenswood et d'Ocean State Power devront remettre des quotas d'émissions au plus tard le 31 décembre 2011. TransCanada a participé aux ventes aux enchères trimestrielles de quotas en ce qui concerne les installations de production de Ravenswood et d'Ocean State Power et a engagé des frais connexes de 8 millions de dollars en 2009. Ces coûts ont généralement été recouverts grâce au marché de l'énergie, et l'effet net sur TransCanada n'a pas été important.

FACTEURS DE RISQUE

Facteurs de risque en matière d'environnement

Les risques liés à l'environnement attribuables aux installations en exploitation de TransCanada comprennent généralement : les émissions dans l'atmosphère, notamment d'oxydes d'azote, la matière particulaire et les gaz à effet de serre, les répercussions éventuelles sur les terrains, y compris la remise en état des terrains à la suite d'activités de construction; l'utilisation, l'entreposage ou l'émission de produits chimiques ou d'hydrocarbures; la production, la manipulation et le rejet de déchets et de déchets dangereux; et les répercussions sur l'eau, telles que l'évacuation non contrôlée des eaux. Des contrôles environnementaux, y compris des composantes de conception physique, des programmes, des procédures et des processus, sont en place pour gérer efficacement ces risques, et TransCanada croit avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et avoir accumulé des réserves suffisantes pour répondre à ses obligations en matière d'environnement. Toutefois, il est possible que des imprévus surviennent et l'obligent à mettre en réserve des sommes supplémentaires.

Comme il est mentionné précédemment, les activités de TransCanada sont régies par des lois et règlements en matière d'environnement qui établissent des obligations de conformité et de restauration des lieux. Les obligations en matière de conformité peuvent entraîner des coûts considérables liés à l'installation et à l'entretien des systèmes de contrôle de la pollution, des amendes et des pénalités résultant de la non-conformité ainsi que des restrictions potentielles sur les activités. Les obligations de restauration des lieux peuvent entraîner des coûts considérables liés à l'enquête et à la remise en état des biens contaminés, dont certains ont été désignés comme des lieux Superfund par la United States Environmental Protection Agency en vertu de la

Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act, ainsi que des réclamations en dommages-intérêts découlant de la contamination de biens. TransCanada est incapable d'évaluer le montant et le moment de toutes les dépenses futures en matière d'environnement en raison :

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

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

Le gouvernement canadien a continué à manifester de l'intérêt à l'égard de la mise en œuvre d'une stratégie continentale harmonisée sur les changements climatiques. En janvier 2010, Environnement Canada a présenté un objectif révisé pour la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques dans le cadre de la proposition qu'il a faite relativement à l'Accord de Copenhague. L'objectif proposé représente une réduction de 17 % des émissions de GES d'ici 2020 par rapport aux niveaux de 2005. La proposition indique que le Canada sera « aligné avec l'objectif de réduction d'émissions final des États-Unis dans la législation en vigueur ». TransCanada s'attend à ce que les émissions des pipelines et des installations de production d'énergie soient assujetties aux objectifs de réduction imposés aux émetteurs industriels.

Le changement climatique est un dossier qui revêt une importance stratégique pour le gouvernement des États-Unis, et la politique fédérale de gestion des émissions de GES demeure une priorité. La Environmental Protection Agency a publié les conclusions de ses travaux, selon lesquelles les émissions de GES représentent un danger aux termes de la loi intitulée *Clean Air Act*. Les travaux ont été menés afin d'établir si les six types de GES présents dans l'atmosphère menaçaient la santé et le bien-être de la population et des générations futures. La Chambre des représentants des États-Unis a adopté un projet de loi sur le climat en juin, et le Sénat délibère actuellement sur une série de projets de loi de même nature.

Au niveau régional, TransCanada compte des actifs situés dans des provinces où des membres de la *Western Climate Initiative* (la « WCI ») ont établi des règlements qui s'appliquent aux émetteurs industriels de GES. Les membres canadiens de la WCI comprennent la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et le Québec. Le projet de stratégies sur les changements climatiques devrait entrer en vigueur en 2012 et avoir une incidence sur les pipelines et les installations de production d'énergie de TransCanada. Les détails sur la façon dont ces programmes provinciaux s'harmoniseront avec les politiques du gouvernement canadien sur les changements climatiques demeurent flous.

Sept États de l'ouest des États-Unis et les quatre provinces canadiennes susmentionnées se concentrent sur la mise en place d'un programme de plafonnement et d'échange en vertu de la WCI. Les membres de la WCI ont établi un objectif de réduction des émissions de GES de 15 % en deçà des niveaux de 2005 d'ici 2020. La Californie, membre fondateur de la WCI, a publié un projet de règlement sur le plafonnement et l'échange qui, s'il est adopté, devrait avoir une incidence sur les actifs liés aux pipelines de la société dans cet État. On ne s'attend pas à ce que son incidence financière soit importante. Selon le projet de règlement actuel, les frais de conformité engagés par les États de Washington et de l'Oregon ne devraient pas être élevés. TransCanada continuera de surveiller ces faits nouveaux.

Les participants au *Midwestern Greenhouse Gas Reduction Accord*, auquel participent six États américains et la province du Manitoba, mettent au point une stratégie régionale pour réduire leurs émissions de GES; ce programme comprendra un mécanisme de plafonnement et d'échange pour plusieurs industries. Un projet de recommandations a été publié mais n'a pas encore été officiellement approuvé par les États participants et le Manitoba.

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

Autres facteurs de risque

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

DIVIDENDES

Le conseil d'administration n'a pas adopté de politique définie en matière de dividendes. Le conseil examine trimestriellement le rendement financier de TransCanada et juge du niveau approprié de dividendes à déclarer au trimestre suivant. Les versements de dividendes actuels de TransCanada proviennent principalement des dividendes que TransCanada reçoit à titre d'actionnaire ordinaire de TCPL. Il existe des dispositions dans les divers actes de fiducie ou conventions de crédit auxquels TCPL est partie qui restreignent la capacité de TCPL à déclarer des dividendes et à en verser à TransCanada, dans certaines circonstances, et, si ces restrictions devaient s'appliquer, elles pourraient avoir une incidence sur la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes. La direction de TransCanada est d'avis que ces dispositions ne restreignent ni ne modifient actuellement la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes. Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés cumulatifs fixes au taux annuel de 1,15 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale de cinq ans qui se termine le 31 décembre 2014. Pour la période allant de l'émission le 30 septembre 2009 au 31 décembre 2009, des dividendes de 0,2899 \$ par action ont été déclarés et versés sur les actions privilégiées de série 1. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 1 sera rajusté le 31 décembre 2014 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 1,92 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 2 (les « actions privilégiées de série 2 »), comme il est indiqué ci-après sous la rubrique « Actions privilégiées de premier rang » ci-dessous.

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

	2009	2008	2007
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	1,52 \$	1,44 \$	1,36 \$

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Capital-actions

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 684 358 621 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 et dont 22 000 000 d'actions privilégiées de série 1 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 où aux lieux que le conseil peut fixer; (ii) au reliquat des biens de TransCanada lors de sa dissolution.

TransCanada a un régime de droits des actionnaires (le « régime ») 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, 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. Avant un événement déclencheur (défini ci-après), chaque droit permet aux porteurs inscrits d'acheter de la société des actions ordinaires de TransCanada au prix d'exercice correspondant au triple de leur cours, sous réserve de rajustements et des dispositions antidilution (le « prix d'exercice »). L'acquisition véritable par une personne d'au moins 20 % des actions ordinaires, autrement qu'aux termes d'une offre publique d'achat permise par les modalités du régime, est appelée un « événement déclencheur ». Dix jours de bourse après un événement déclencheur, chaque droit de TransCanada permettra aux porteurs inscrits de recevoir, sur paiement du prix d'exercice, le nombre d'actions ordinaires dont la valeur au marché globale équivaut à deux fois le prix d'exercice. Le régime a été reconfirmé à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2007 et doit être reconfirmé à l'assemblée tous les trois ans par la suite.

TransCanada a un régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions qui permet aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de TransCanada de choisir de réinvestir leurs dividendes en espèces dans des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada, et aux porteurs d'actions privilégiées de TCPL de choisir, jusqu'à ce que leur participation ne soit plus permise en vertu des lois sur les valeurs mobilières, de réinvestir leurs dividendes en espèces dans des actions ordinaires de TransCanada. Ces actions ordinaires peuvent être accordées aux participants à escompte par rapport au cours moyen des actions établi sur la période de cinq jours qui précède le versement des dividendes. L'escompte a été établi à 2 % pour les dividendes versés depuis avril 2007 et a été haussé à 3 % pour les dividendes versés en janvier 2009. Les participants peuvent également verser des sommes supplémentaires pouvant atteindre 10 000 \$ par trimestre pour acheter des actions ordinaires supplémentaires. Les achats supplémentaires ne font l'objet d'aucun escompte. Les participants n'ont à payer aucun courtage ni autres frais d'opérations pour les achats faits aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions.

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

Actions privilégiées de premier rang

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

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

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

Les dispositions rattachées aux actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie peuvent être modifiées uniquement avec l'approbation des porteurs d'actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie. Cette approbation devant être donnée par les porteurs des actions privilégiées de premier rang peut être donnée par le vote affirmatif des porteurs de non moins de 66 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 ci-dessus à la rubrique « Dividendes ». Les actions privilégiées de série 1 sont rachetables par TransCanada en totalité ou en partie à compter du 31 décembre 2014, inclusivement, 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 de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 2 (les « actions privilégiées de

série 2 »), sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2014, et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 auront le droit de recevoir tous les trimestres des dividendes cumulatifs à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 1,92 %. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs des actions privilégiées de série 1 ont le droit de recevoir un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 1, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions, avant qu'un montant ne soit versé aux porteurs d'actions ordinaires ou de toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 1. Sauf disposition contraire dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, les porteurs d'actions privilégiées de série 1 n'ont pas de droits de vote et n'ont pas le droit de recevoir un avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins que TransCanada n'ait omis de verser huit dividendes trimestriels, consécutifs ou non, auquel cas les porteurs d'actions privilégiées de série 1 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 jusqu'à ce que tous les dividendes arriérés aient été versés.

Actions privilégiées de deuxième rang

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

NOTES

Bien que TransCanada n'ait pas émis de titres de créance, Moody's Investors Service, Inc. (« Moody's ») et Standard & Poor's (« S&P ») lui ont attribué des notes. Moody's lui a attribué une note d'émetteur Baa1 avec perspectives stables, et S&P lui a attribué une note à long terme « A- » avec perspectives stables. Au troisième trimestre de 2009, TransCanada a réalisé l'émission d'actions privilégiées de série 1 d'un capital de 550 millions de dollars, auxquelles DBRS Limited (« DBRS ») et S&P ont respectivement attribuée des notes « Pfd-2 (bas) » et « P-2 ». TransCanada ne prévoit pas actuellement émettre des titres de créance et il est prévu que ses besoins de financement par emprunt futurs continueront d'être financés principalement par l'intermédiaire de sa filiale, TCPL. Le tableau ci-dessous indique les notes qui sont actuellement attribuées aux catégories de titres en circulation de TCPL qui ont fait l'objet d'une notation par DBRS, Moody's et S&P :

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

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

DBRS Limited (DBRS)

DBRS a différents échelons de notation pour les actions privilégiées et les titres de créance à court et à long terme. Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation. 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 qualité de crédit satisfaisante. La force et les perspectives relatives aux ratios clés de liquidité, d'endettement et de rentabilité sont tout de même respectables. Les facteurs négatifs admissibles qui existent sont considérés comme pouvant être gérés, et l'entité a généralement une taille suffisante pour lui permettre d'exercer une certaine influence dans son secteur d'activité. 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 qualité de crédit satisfaisante. La protection de l'intérêt et du capital demeure importante, mais le degré de stabilité est inférieur à celui des titres qui ont reçu la note « AA ». Bien qu'il s'agisse d'une note respectable, les entités dont les titres de créance ont reçu la note « A » sont considérées comme étant plus susceptibles d'être touchées par les conditions économiques défavorables et sont plus sujettes aux tendances cycliques que les entités dont les titres de créance ont reçu de meilleures notes. 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 protection de l'intérêt et du capital est considérée comme acceptable, mais la présence d'autres conditions défavorables pourrait diminuer la force de l'entité et la note de ses titres. 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 ».

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

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

Standard & Poor's (S&P)

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

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « TSX ») et du New York Stock Exchange (« NYSE »). Les actions privilégiées de série 1 de TransCanada sont inscrites à la cote de la TSX depuis le 30 septembre 2009. 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, 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 2009	36,49	33,51	36,19	28 627 985	34,59	32,15	34,37	6 351 654
Novembre 2009	34,13	31,92	34,13	37 471 954	32,54	29,66	32,27	7 399 434
Octobre 2009	33,95	32,31	33,16	31 079 808	32,90	29,86	30,54	7 941 688
Septembre 2009	34,00	31,81	33,37	39 471 205	31,74	28,88	31,02	6 821 758
Août 2009	32,76	30,78	32,60	33 574 588	30,29	28,05	29,68	8 761 058
Juillet 2009	31,47	30,19	30,64	37 841 226	28,77	25,88	28,45	5 345 338
Juin 2009	34,40	30,25	31,32	60 066 715	30,93	26,17	26,91	9 109 155
Mai 2009	32,86	29,68	32,38	36 231 746	29,94	24,94	29,74	7 608 353
Avril 2009	30,76	29,34	29,78	35 458 519	25,63	23,20	24,97	10 426 740
Mars 2009	32,29	28,86	29,83	53 753 101	26,19	22,24	23,65	15 520 736
Février 2009	34,24	29,61	30,90	30 216 886	28,05	20,01	24,06	15 409 226
Janvier 2009	35,00	32,08	32,98	29 712 401	29,01	25,51	26,85	11 211 484

Actions privilégiées de série 1

Mois	TSX (TRP.PR.A)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2009	26,20	25,51	26,00	917 214
Novembre 2009	25,90	25,35	25,56	914 033
Octobre 2009	25,50	25,01	25,40	1 866 602
Septembre 2009	25,03	24,91	25,00	896 387

De plus, les titres suivants de la filiale de TransCanada, TCPL, sont inscrits à la cote de la TSX : actions privilégiées de premier rang rachetables au gré de la société cumulatives, série U et série Y.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Au 22 février 2010, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 504 537 actions ordinaires de TransCanada, ou exerçaient le contrôle ou l'emprise sur ce nombre d'actions ordinaires, qui représente moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada. TransCanada recueille ces renseignements auprès de ses administrateurs et dirigeants, sans directement connaître par ailleurs les propriétaires individuels de ces titres.

Administrateurs

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

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Kevin E. Benson ⁽¹⁾ DeWinton (Alberta) Canada	Président et chef de la direction, Laidlaw International, Inc. (services de transport) de juin 2003 à octobre 2007. Administrateur, Emergency Medical Services Corporation.	2005

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Derek H. Burney, O.C. ⁽²⁾ Ottawa (Ontario) Canada	Conseiller stratégique principal chez Ogilvy Renault, S.E.N.C.R.L., s.r.l. (cabinet d'avocats). Président du conseil, Canwest Global Communications Corp. (communications) et président, conseil consultatif international, Garda World Consulting & Investigation, division de la Corporation de sécurité Garda World. Administrateur, Canwest Global Communications Corp. Administrateur principal de Shell Canada Limitée (pétrole et gaz) d'avril 2001 à mai 2007.	2005
Wendy K. Dobson Uxbridge (Ontario) Canada	Professeure, Rotman School of Management et codirectrice, Institute for International Business, Université de Toronto. Administratrice, Banque Toronto-Dominion. Vice-présidente du conseil, Conseil canadien sur la reddition de comptes jusqu'en février 2010 et présidente du comité de vérification de la même organisation de 2003 à 2009.	1992
E. Linn Draper Lampasas, Texas États-Unis	Administrateur, Alliance Data Systems Corporation (traitement de données et services), administrateur principal, Alpha Natural Resources, Inc. (mines), administrateur, NorthWestern Corporation (faisant affaire sous le nom de NorthWestern Energy) (pétrole et gaz) et administrateur principal de Temple-Inland Inc. (matériaux).	2005
L'hon. Paule Gauthier, C.P., O.C., O.Q., c.r. Québec (Québec) Canada	Associée principale, Stein Monast S.E.N.C.R.L. (cabinet d'avocats). Administratrice, Metro Inc., Fiducie RBC Dexia Services aux investisseurs et Banque Royale du Canada. Administratrice, Cossette inc. jusqu'au 23 décembre 2009. Administratrice, Institut québécois des hautes études internationales, Université Laval de 2002 à 2009.	2002
Kerry L. Hawkins Winnipeg (Manitoba) Canada	Administrateur, NOVA Chemicals Corporation jusqu'au 6 juillet 2009. Président, Cargill Limited (secteur agricole) de septembre 1982 à décembre 2005.	1996
S. Barry Jackson Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, TransCanada depuis avril 2005. Administrateur, Nexen Inc. (pétrole et gaz). Administrateur, WestJet Airlines Ltd. Président du conseil, Resolute Energy Inc. (pétrole et gaz) de janvier 2002 à avril 2005 et président du conseil, Deer Creek Energy Limited (pétrole et gaz) d'avril 2001 à septembre 2005.	2002
Paul L. Joskow New York, New York États-Unis	Économiste et président de la fondation Alfred P. Sloan. En congé de son poste de professeur d'économie et de gestion, Massachusetts Institute of Technology (« MIT ») où il faisait partie du corps professoral depuis 1972. Fiduciaire, Yale University, depuis le 1 ^{er} juillet 2008 et membre du conseil de supervision du Boston Symphony Orchestra depuis septembre 2005. Directeur du MIT Center for Energy and Environmental Policy Research de 1999 à 2007 et administrateur de National Grid plc de 2000 à 2007. Administrateur, Exelon Corporation (énergie) depuis juillet 2007. Fiduciaire, Putnam Mutual Funds.	2004
Harold N. Kvisle Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction, TransCanada, depuis mai 2003 et de TCPL, depuis mai 2001. Administrateur, Banque de Montréal et ARC Energy Trust.	2001
John A. MacNaughton, C.M. ⁽³⁾ Toronto (Ontario) Canada	Président du conseil, Banque de développement du Canada et de CNSX Markets Inc. (auparavant, Canadian Trading and Quotation System Inc. (bourse)). Administrateur, Corporation Nortel Networks et Corporation Nortel Networks Limitée (principale filiale d'exploitation de Corporation Nortel Networks) (technologie). Président du comité de nomination indépendant du nouvel Office de financement de	2006

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
	l'assurance-emploi du Canada depuis 2008. Président et chef de la direction fondateur de l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada de 1999 à 2005.	
David P. O'Brien ⁽⁴⁾ Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, EnCana Corporation (pétrole et gaz) depuis avril 2002 et président du conseil, Banque Royale du Canada depuis février 2004. Administrateur, Molson Coors Brewing Company, Fonds Enerplus Ressources et Institut CD Howe. Chancelier de l'Université Concordia et membre du Conseil des sciences, de la technologie et de l'innovation du Canada.	2001
W. Thomas Stephens Greenwood Village, Colorado États-Unis	Président du conseil et chef de la direction de Boise Cascade, LLC de novembre 2004 au 30 novembre 2008. Administrateur, Boise Inc.	2007 ⁽⁵⁾
D. Michael G. Stewart Calgary (Alberta) Canada	Administrateur, Canadian Energy Services & Technology Corp., Pengrowth Corporation et Orleans Energy Ltd. Président du conseil et fiduciaire d'Esprit Energy Trust (pétrole et gaz) d'août 2004 à octobre 2006. Administrateur de Creststreet Power & Income General Partner Limited, commandité de Creststreet Power & Income Fund L.P. (énergie éolienne) de décembre 2003 à février 2006.	2006

⁽¹⁾ M. Benson a été président et chef de la direction de Lignes aériennes Canadien International Ltée de juillet 1996 à février 2000. Cette société s'est placée sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* et des lois sur les faillites applicables aux États-Unis le 24 mars 2000.

⁽²⁾ Le 6 octobre 2009, Canwest Global Communicatins Corp. (« Canwest ») a demandé et obtenu une ordonnance de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (division commerciale) pour entamer la procédure aux termes de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*. Par la suite, les actions de Canwest ont été radiées de la cote de la TSX et sont maintenant inscrites à celle de la Bourse de croissance TSX.

⁽³⁾ Corporation Nortel Networks Limitée est la principale filiale en exploitation de Nortel Networks Corporation (collectivement appelées « Nortel »). M. MacNaughton est devenu administrateur de Nortel le 29 juin 2005. Le 10 avril 2006, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») et d'autres autorités de réglementation en valeurs mobilières provinciales ont délivré une ordonnance d'interdiction d'opérations visant les membres de la direction de Nortel. Cette ordonnance résultait d'un retard dans le dépôt de certains états financiers de 2005 de Nortel. L'ordonnance a été levée par la CVMO le 8 juin 2006 et par les autres autorités de réglementation en valeurs mobilières provinciales peu après. Le 14 janvier 2009, Nortel, et certaines autres filiales canadiennes de Nortel, ont demandé la protection contre les créanciers prévue par la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada).

⁽⁴⁾ M. O'Brien était administrateur d'Air Canada en avril 2003 lorsque Air Canada s'est placée sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) ainsi que des lois sur la faillite applicables aux États-Unis. M. O'Brien a démissionné de son poste d'administrateur d'Air Canada le 26 novembre 2003.

⁽⁵⁾ M. Stephens a siégé au conseil de 2000 à 2005.

Comités du conseil

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

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

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

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

Dirigeants

Tous les hauts dirigeants et dirigeants de TransCanada résident à Calgary (Alberta) Canada. Les mentions des postes occupés et des fonctions exercées avec TransCanada avant le 15 mai 2003 sont les mentions des postes occupés et des fonctions exercées avec TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées actuellement au sein de TransCanada sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. En date des présentes, les dirigeants de TransCanada, leur poste actuel au sein de TransCanada et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années étaient les suivants :

Hauts dirigeants

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Harold N. Kvisle	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction.
Russell K. Girling	Chef de l'exploitation et président, Pipelines	Avant juillet 2009, président, Pipelines. Avant juin 2006, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et chef des finances.
Gregory A. Lohnes	Vice-président directeur et chef des finances	Avant juin 2006, président et chef de la direction de Great Lakes Gas Transmission Company.
Dennis J. McConaghy	Vice-président directeur, Mise en valeur et stratégie, Pipelines	Avant juin 2006, vice-président directeur, Mise en valeur de la production gazière.
Sean McMaster	Vice-président directeur, chef du contentieux et chef de la conformité	Avant octobre 2006, chef du contentieux et chef de la conformité. Auparavant, chef du contentieux depuis juin 2006. Avant juin 2006, vice-président, Opérations, division Énergie de TCPL et également, avant août 2005, président, TransCanada Power Services Ltd., commandité de Société en commandite TransCanada Power.
Alexander J. Pourbaix	Président, Énergie et vice-président directeur, Expansion de l'entreprise	Avant juillet 2009, président, Énergie. Avant juin 2006, vice-président directeur, Production d'électricité.
Sarah E. Raiss	Vice-présidente directrice, Services de la société	Vice-présidente directrice, Services de la société.
Donald M. Wishart	Vice-président directeur, Exploitation et projets importants	Avant juillet 2009, vice-président directeur, Exploitation et ingénierie.

Dirigeants de la société

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Vice-président, Fiscalité.
Donald J. DeGrandis	Vice-président et secrétaire	Avant février 2009, secrétaire. Avant juin 2006, chef adjoint du contentieux de la société.
Garry E. Lamb	Vice-président, Gestion des risques	Vice-président, Gestion des risques.
Donald R. Marchand	Vice-président, Finances et trésorier	Vice-président, Finances et trésorier.
G. Glenn Menuz	Vice-président et contrôleur	Avant juin 2006, contrôleur adjoint.

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

GOVERNANCE D'ENTREPRISE

Le conseil et les membres de la direction de TransCanada se sont engagés à maintenir les normes les plus élevées de gouvernance d'entreprise. Les pratiques en matière de gouvernance de TransCanada sont conformes aux règles des autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »), à celles de la NYSE et de la SEC applicables aux émetteurs étrangers et à celles imposées par la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*. En tant que société non américaine, TransCanada n'est pas tenue de respecter la plupart des normes d'inscription en matière de gouvernance d'entreprise du NYSE. Cependant, sauf indication contraire sur son site Web à l'adresse www.transcanada.com, les pratiques en matière de gouvernance que la société met en œuvre sont conformes, à tous égards importants, aux normes du NYSE applicables aux sociétés américaines. TransCanada respecte le Règlement 52-110 sur le comité de vérification, l'Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance et le Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la gouvernance d'entreprise de TransCanada, consultez le site Web de TransCanada à www.transcanada.com sous l'onglet « Corporate Governance » ou l'annexe A de la circulaire d'information de la direction de TransCanada.

COMITÉ DE VÉRIFICATION

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

Formation académique et expérience pertinentes des membres

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

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

Kevin E. Benson

M. Benson est titulaire d'un baccalauréat en comptabilité de l'Université de Witwatersand (Afrique du Sud) et a été membre de la South African Society of Chartered Accountants. M. Benson a été président et chef de la direction de Laidlaw International, Inc. jusqu'en octobre 2007. Auparavant, il a occupé plusieurs postes de direction, notamment celui de président et chef de la direction

de Lignes Aériennes Canadien International Ltée, a siégé au conseil d'autres sociétés ouvertes et a été membre des comités de vérification de certains de ces conseils.

Derek H. Burney

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

E. Linn Draper

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

Paul L. Joskow

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

John A. MacNaughton

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

D. Michael G. Stewart

M. Stewart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction en sciences de la Terre de l'Université Queen's. M. Stewart a siégé et continue de siéger au conseil de nombreuses sociétés ouvertes et de nombreux autres organismes et au comité de vérification de certains de ces conseils. Il œuvre dans le secteur canadien de l'énergie depuis plus de 36 ans.

Procédures et politiques en matière d'approbation préalable

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

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

Honoraires liés aux services fournis par les vérificateurs externes

Le tableau qui suit présente des renseignements sur les honoraires qui ont été payés par la société à KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., vérificateurs externes du groupe de sociétés TransCanada, pour des services professionnels rendus au cours des exercices 2009 et 2008.

Catégorie d'honoraires	2009	2008	Description de la catégorie d'honoraires
	(millions de dollars)		
Honoraires de vérification	7,14 \$	6,69 \$	Ensemble des honoraires pour des services de vérification pour la vérification des états financiers consolidés annuels ou des services fournis à l'occasion de dépôts ou de mandats prévus par des lois et des règlements, l'examen des états financiers consolidés intermédiaires et de l'information contenue dans divers prospectus et autres documents de placement.
Honoraires pour services liés à la vérification	0,15 \$	0,08 \$	Ensemble des honoraires pour des services de certification et des services connexes rendus qui sont raisonnablement liés à la vérification ou à l'examen des états financiers consolidés et qui ne sont pas comptabilisés comme des honoraires de vérification. Ces honoraires visent les services liés à la vérification des états financiers de certains régimes de pension.
Honoraires pour services fiscaux	1,13 \$	0,14 \$	Ensemble des honoraires visant des services-conseils en matière de planification fiscale et de conformité fiscale, notamment des services-conseils de planification fiscale se rapportant à l'imposition au pays et à l'étranger et des services liés à des questions de conformité fiscale, y compris l'examen des déclarations de revenus et d'autres documents de nature fiscale à produire.
Autres honoraires	0,43 \$	0,37 \$	Ensemble des honoraires pour les autres produits et services autres que ceux qui sont indiqués dans le présent tableau. Ces services comprenaient les conseils et la formation principalement reliés au respect des IFRS.
Total	8,85 \$	7,28 \$	

POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION

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

CONTRATS IMPORTANTS

La convention de prise ferme conclue par TransCanada Corporation et RBC Dominion valeurs mobilières Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., Scotia Capitaux Inc., Marchés mondiaux CIBC inc., Financière Banque Nationale Inc., Valeurs mobilières HSBC (Canada) Inc. et UBS Valeurs Mobilières Canada Inc., à titre de preneurs fermes, datée du 16 juin 2009 et décrite dans la présente notice annuelle à la rubrique « Développement général de l'activité – Activités de financement » peut être obtenue sur le site de SEDAR, au www.sedar.com, sous le profil de TransCanada.

La convention de prise ferme conclue par TransCanada Corporation et Scotia Capitaux Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., Financière Banque Nationale Inc., Valeurs mobilières HSBC (Canada) Inc. et UBS Valeurs Mobilières Canada Inc., à titre de preneurs fermes, datée du 22 septembre 2009 et décrite dans la présente notice annuelle à la rubrique « Développement général de l'activité – Activités de financement » peut être obtenue sur le site de SEDAR, au www.sedar.com, sous le profil de TransCanada.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

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

EXPERTS INTÉRESSÉS

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

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

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

GLOSSAIRE

Actions ordinaires	Actions ordinaires de TransCanada	GES	Gaz à effet de serre
Actions privilégiées de série 1	Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 1, de TransCanada	GNL	Gaz naturel liquéfié
ACVM	Autorités canadiennes en valeurs mobilières	Gpi ³	Milliard de pieds cubes
AGIA	<i>Alaska Gasline Inducement Act</i>	Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
ANR	American Natural Resources Company et ANR Storage Company	GTNC	Gas Transmission Northwest Corporation
ATCO Pipelines	Filiale de Canadian Utilities Limited	IFRS	Normes internationales d'information financière
AUC	Alberta Utilities Commission	ISO	Organisation internationale de normalisation
Bécancour	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec	Keystone Canada	TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership
Bison	Le projet de pipeline Bison, projet de pipeline de 488 kilomètres (303 milles) qui irait du bassin de la rivière Powder, dans le Wyoming, au réseau de NBPL	Keystone U.S.	TransCanada Keystone Pipeline, LP
b/j	Barils par jour	Moody's	Moody's Investors Service, Inc.
Broadwater	Projet d'installation de GNL au large des côtes de l'État de New York dans le détroit de Long Island	Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
Bruce A	Bruce Power A L.P.	MW	Mégawatts
Bruce B	Bruce Power L.P.	NBPL	Northern Border Pipeline Company
Cacouna	L'installation proposée de GNL d'Énergie Cacouna située à Cacouna, au Québec	NGTL	NOVA Gas Transmission Limited
CAE	Contrat d'achat d'électricité	North Baja	Gazoduc situé dans le sud de la Californie
Calpine	Calpine Corporation	Notice annuelle	La notice annuelle de TransCanada Corporation datée du 22 février 2010
Chinook	Projet de transport de courant continu haute tension de 500 kilovolts qui s'étend sur 1 600 km, partant du Montana et aboutissant au Nevada.	NYSE	New York Stock Exchange
CNC	Conseil des normes comptables	Oléoduc Keystone	Projet d'oléoduc de 3 456 km (2 147 milles) actuellement en construction
CO ₂	Dioxyde de carbone	ONÉ	Office national de l'énergie
Conseil	Le conseil d'administration de TransCanada	Portlands Energy Centre	La centrale au gaz naturel à cycle combiné près du centre-ville de Toronto, en Ontario
Coolidge	La centrale de Coolidge.	Projet d'Énergie éolienne Cartier	Cinq projets d'énergie éolienne que Hydro-Québec Distribution a attribués par contrat représentant un total de 590 MW dans la région de Gaspé, au Québec
DBRS	DBRS Limited	Projet de Horn River	Projet de pipeline de 158 km (98 milles) reliant les nouveaux approvisionnements de gaz de schiste du bassin de Horn River, au nord de Fort Nelson, en Colombie-Britannique, au réseau de l'Alberta
DEENY	Le département d'État de l'État de New York	Projet de pipeline de l'Alaska	Gazoduc d'une capacité de 4,5 Gpi ³ /j d'une longueur de 2 737 km (1 700 milles) et s'étendant d'une nouvelle usine de traitement du gaz naturel à Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta
DPPP	La déclaration des politiques et des procédures de placement de TransCanada	Rapport de gestion	Le rapport de gestion de TransCanada daté du 22 février 2010
EIED	Énoncé des incidences environnementales définitif	Ravenswood	La centrale Ravenswood, centrale alimentée au gaz naturel et au pétrole située à Queens, à New York
EUB	Alberta Energy and Utilities Board	Réseau ANR	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur environ 17 000 kilomètres à partir des champs de production en Louisiane, en Oklahoma, au Texas et dans le golfe du Mexique jusqu'aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)	Réseau de l'Alberta	Réseau de transport de gaz naturel de l'ensemble de la province d'Alberta
Fin de l'exercice	Le 31 décembre 2009	Réseau de Tuscarora	Gazoduc partant de l'Oregon, passant par le nord-est de la Californie et allant jusqu'à Reno, au Nevada

Réseau Foothills	Réseau de transport de gaz naturel dans le sud-est de la Colombie-Britannique, le sud de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan	S&P	Standard and Poor's
Réseau Great Lakes	Réseau de gazoducs dans le centre nord des États-Unis, presque parallèle à la frontière du Canada et des États-Unis	SS et E	Santé, sécurité et environnement
Réseau GTN	Réseau de transport de gaz naturel allant du nord-ouest de l'Idaho jusqu'à la frontière de la Californie en passant par l'État de Washington et l'Oregon	Sundance	Deux installations de production d'électricité alimentées au charbon qui produisent 560 MW et 706 MW, respectivement
Réseau Iroquois	Réseau de gazoducs dans les États de New York et du Connecticut	TCPL	TransCanada PipeLines Limited
Réseau NBPL	Réseau de transport de gaz naturel situé dans la portion supérieure du Midwest des États-Unis	TQM	Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc.
Réseau Portland	Gazoduc passant par le Maine, le New Hampshire et le Massachusetts	TransCanada ou la société	TransCanada Corporation
Réseau principal au Canada	Réseau de gazoducs qui transporte du gaz naturel de la frontière est de l'Alberta jusqu'à divers points de livraison dans l'est du Canada et à la frontière américaine	TSX	La Bourse de Toronto
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative	Tuscarora	Tuscarora Gas Transmission Company
SEC	Securities and Exchange Commission (États-Unis)	WCI	Western Climate Initiative
Sheerness	Centrale comptant deux unités de production d'énergie thermique alimentées au charbon de 390 MW	Zephyr	Projet de transport de courant continu haute tension de 500 kilovolts qui s'étend sur 1 760 km, partant du Wyoming et aboutissant au Nevada.

ANNEXE A

TABLEAU DE CONVERSION MÉTRIQUE

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

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

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

ANNEXE B

CHARTRE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

1. Objet

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

III. Supervision en matière de questions juridiques et réglementaires

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

IV. *Supervision en matière de vérification interne*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

VIII. Supervision en ce qui concerne des questions financières relatives aux régimes de retraite de la société

- a) Prodiguer des conseils au comité des ressources humaines à l'égard des modifications proposées au régime 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 au régime 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 (la « DPPP »);
- e) approuver la nomination des vérificateurs et des gestionnaires de placement ainsi que la fin de leur service.

IX. Supervision en ce qui concerne l'administration interne

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

X. Fonction de supervision

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

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

3. **Composition du comité de vérification**

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

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

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

5. **Vacances**

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

6. **Président du comité de vérification**

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

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

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

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

8. **Secrétaire du comité de vérification**

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

9. Réunions

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

10. Quorum

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

11. Avis concernant les réunions

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

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

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

13. Procédure, dossiers et rapports

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

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

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

15. Experts et conseillers externes

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

16. Fiabilité

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