

TransCanada Corporation

Notice annuelle 2017

Le 14 février 2018



Table des matières

| | |
|--|-----------|
| PRÉSENTATION DE L'INFORMATION | 2 |
| INFORMATION PROSPECTIVE | 2 |
| TRANSCANADA CORPORATION | 4 |
| Structure de l'entreprise | 4 |
| Liens intersociétés | 4 |
| DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ | 5 |
| Gazoducs | 5 |
| Pipelines de liquides | 16 |
| Énergie | 20 |
| ACTIVITÉS DE TRANSCANADA | 23 |
| Gazoducs | 23 |
| Pipelines de liquides | 23 |
| Réglementation des gazoducs et des pipelines de liquides | 24 |
| Énergie | 25 |
| GÉNÉRALITÉS | 26 |
| Employés | 26 |
| Restructuration et transformation de l'entreprise | 26 |
| Santé, sécurité, protection de l'environnement et politiques sociales | 26 |
| FACTEURS DE RISQUE | 28 |
| DIVIDENDES | 28 |
| DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL | 28 |
| Capital-actions | 28 |
| NOTES | 31 |
| Moody's | 31 |
| S&P | 32 |
| Fitch | 32 |
| DBRS | 32 |
| MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES | 33 |
| Actions ordinaires | 33 |
| Actions privilégiées | 34 |
| ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS | 35 |
| Administrateurs | 35 |
| Comités du conseil | 37 |
| Dirigeants | 37 |
| Conflits d'intérêts | 38 |
| GOUVERNANCE | 39 |
| COMITÉ D'AUDIT | 39 |
| Formation et expérience pertinentes des membres | 39 |
| Procédures et politiques en matière d'approbation préalable | 41 |
| Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes | 41 |
| POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION | 41 |
| AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES | 41 |
| CONTRATS IMPORTANTS | 42 |
| INTÉRÊTS DES EXPERTS | 42 |
| RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES | 42 |
| GLOSSAIRE | 43 |
| ANNEXE A | 44 |
| ANNEXE B | 45 |

Présentation de l'information

Tout au long de la présente notice annuelle, les termes *nous, notre, nos*, la *Société* et *TransCanada* désignent TransCanada Corporation et ses filiales. Plus particulièrement, *TransCanada* s'entend de TransCanada PipeLines Limited (TCPL). Toute mention de TransCanada dans le contexte de mesures prises avant son plan d'arrangement de 2003 (arrangement) avec TCPL, décrit à la rubrique *TransCanada Corporation — Structure de l'entreprise* ci-dessous, s'entend de TCPL ou de ses filiales. Dans la présente notice annuelle, l'expression *filiale* désigne, relativement à TransCanada, les filiales détenues en propriété exclusive directe et indirecte de TransCanada ou de TCPL et les entités juridiques contrôlées par TransCanada ou TCPL, le cas échéant.

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont arrêtés au 31 décembre 2017 ou pour l'exercice terminé à cette date (fin de l'exercice). Sauf indication contraire, le terme dollar et le symbole « \$ » désignent le dollar canadien. Les renseignements portant sur la conversion métrique figurent à l'*annexe A* de la présente notice annuelle. Le *glossaire* qui se trouve à la fin de la présente notice annuelle contient certains termes définis tout au long de celle-ci et des abréviations et des acronymes qui ne sont peut-être pas définis ailleurs dans le présent document.

Certaines parties du rapport de gestion de TransCanada daté du 14 février 2018 (rapport de gestion) sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi, tel qu'il est indiqué ci-dessous. On peut trouver le rapport de gestion sur SEDAR (www.sedar.com) sous le profil de TransCanada.

L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Nous utilisons certaines mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et qui peuvent donc ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Pour avoir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et un rapprochement avec leurs équivalents aux termes des PCGR, se reporter au rapport de gestion sous la rubrique *Au sujet de la présente publication — Mesures non conformes aux PCGR*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Information prospective

La présente notice annuelle, y compris l'information du rapport de gestion intégrée par renvoi aux présentes, comprend certaines informations prospectives assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Nous présentons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et de nos perspectives financières futurs ainsi que de nos perspectives futures en général.

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

Les énoncés prospectifs inclus ou intégrés par renvoi dans le présent document comprennent de l'information sur ce qui suit, entre autres :

- les changements prévus dans notre entreprise
- notre rendement financier et d'exploitation, y compris le rendement de nos filiales
- les attentes ou prévisions quant aux stratégies et aux objectifs de croissance et d'agrandissement
- les flux de trésorerie prévus et les possibilités de financement qui s'offriront à nous dans l'avenir
- la croissance prévue des dividendes
- les coûts prévus pour les projets planifiés, y compris les projets en construction, en voie d'obtention de permis et en développement
- les calendriers prévus pour les projets planifiés (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement)
- les processus réglementaires prévus ainsi que leurs résultats
- les résultats prévus en ce qui concerne les poursuites judiciaires, y compris l'arbitrage et les réclamations d'assurance
- les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles prévues
- les résultats d'exploitation et financiers prévus
- l'incidence prévue des modifications comptables, des engagements et du passif éventuel futurs
- l'incidence prévue de la loi *H.R. 1*, aussi appelés *Tax Cuts and Jobs Act* (la réforme fiscale américaine)
- les conditions du secteur, du marché et économiques prévues.

Les énoncés prospectifs ne sont pas une garantie du rendement futur. Les événements et les résultats réels pourraient être considérablement différents en raison des hypothèses, des incertitudes ou des risques liés à notre entreprise ou aux événements qui se produisent après la date du présent document.

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

Hypothèses

- la réduction progressive prévue de notre entreprise de commercialisation d'électricité dans le nord-est des États-Unis
- les taux d'inflation et les prix des produits de base
- la nature et la portée des opérations de couverture
- les décisions réglementaires et leurs résultats
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change, y compris l'incidence de la réforme fiscale américaine
- les interruptions de service prévues et imprévues et l'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs
- l'accès aux marchés des capitaux
- les coûts, les calendriers et les dates d'achèvement prévus de la construction.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre avec succès nos priorités stratégiques et la question de savoir si celles-ci donneront les bénéfices escomptés
- le rendement d'exploitation de nos actifs dans le secteur des pipelines et de l'énergie
- la capacité vendue et les taux obtenus dans le cadre de nos activités relatives aux pipelines
- la disponibilité et le prix des produits de l'énergie
- le montant des paiements de capacité et des produits provenant de nos activités relatives à l'énergie
- les décisions réglementaires et leurs résultats
- les résultats des procédures judiciaires, y compris l'arbitrage et les réclamations d'assurance
- l'exécution et le risque de crédit de nos contreparties
- les fluctuations des cours des marchandises
- les changements du contexte politique
- les changements aux lois et aux règlements, notamment les lois et règlements environnementaux
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie
- la construction et la réalisation de projets d'immobilisations
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux
- l'accès aux marchés des capitaux
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change, y compris l'incidence de la réforme fiscale américaine
- les conditions météorologiques
- la cybersécurité
- les progrès technologiques
- la conjoncture économique en Amérique du Nord ainsi que dans le monde.

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

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

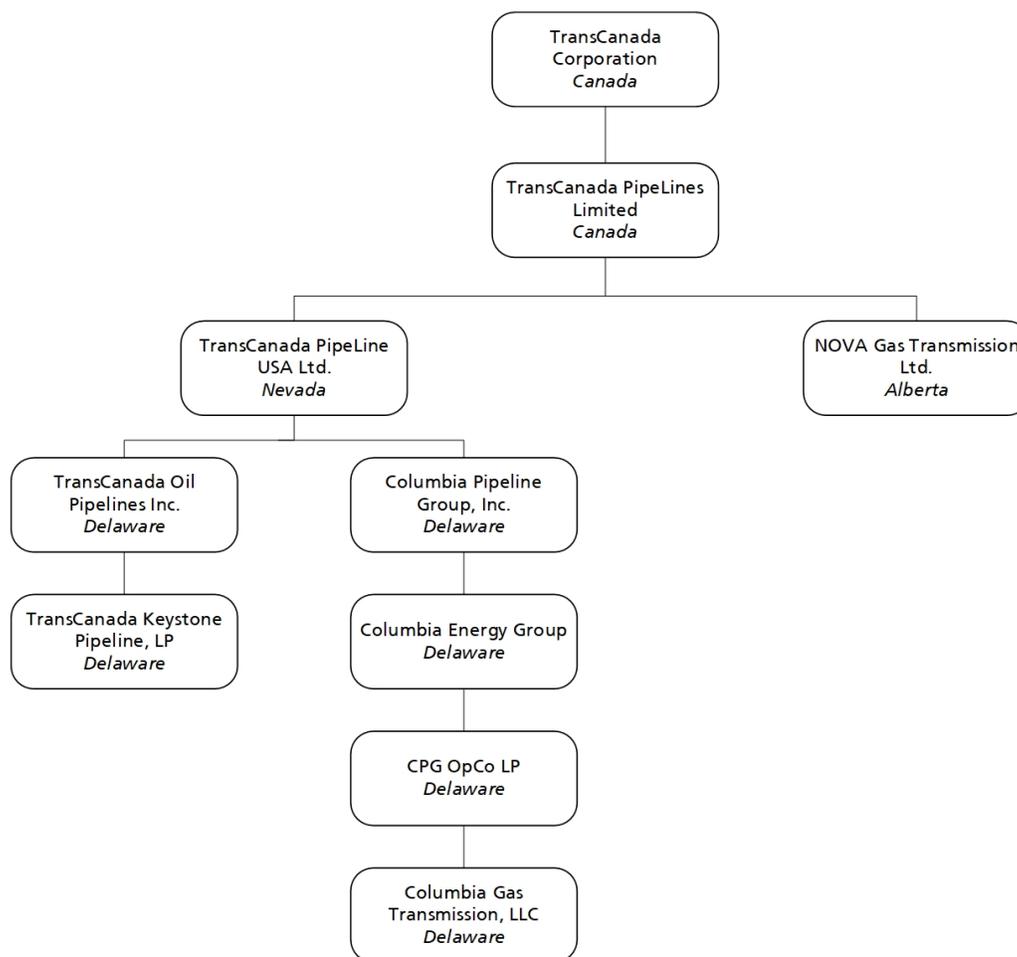
TransCanada Corporation

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Notre siège social et notre principal établissement sont situés au 450 – 1st Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1. TransCanada a été constituée aux termes des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (LCSA) le 25 février 2003 dans le cadre de l'arrangement qui a établi TransCanada en tant que société mère de TCPL. L'arrangement a été approuvé par les porteurs d'actions ordinaires de TCPL le 25 avril 2003 et, à la suite de l'approbation du tribunal et du dépôt des clauses d'arrangement, l'arrangement a pris effet en date du 15 mai 2003. Aux termes de l'arrangement, les porteurs d'actions ordinaires de TCPL ont échangé chacune de leurs actions ordinaires de TCPL contre une action ordinaire de TransCanada. Les titres d'emprunt et les actions privilégiées de TCPL sont demeurés des obligations et des titres de TCPL (les actions privilégiées de TCPL ont été rachetées ultérieurement). TCPL continue d'exercer ses activités à titre de principale filiale en exploitation de TransCanada. TransCanada ne détient directement aucun actif important autre que les actions ordinaires de TCPL et les sommes à recevoir de certaines filiales de TransCanada.

LIENS INTERSOCIÉTÉS

L'organigramme suivant indique le nom et le territoire de constitution, de prorogation ou de création des principales filiales de TransCanada à la fin de l'exercice. Chacune de ces filiales dispose d'actifs totaux dépassant 10 % des actifs consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice ou génère des produits dépassant 10 % des produits consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice. TransCanada a la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, de la totalité des actions comportant droit de vote ou des parts de chacune de ces filiales.



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

Développement général de l'activité

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Compte tenu de notre acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (Columbia) le 1^{er} juillet 2016 et de la vente de l'entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis, nous avons jugé nécessaire de modifier nos secteurs d'exploitation. Par conséquent, nous considérons que nous exerçons nos activités dans les cinq secteurs suivants : les gazoducs canadiens, les gazoducs américains, les gazoducs mexicains, les pipelines de liquides et l'énergie. Ainsi, l'information fournie est conforme au processus décisionnel de la direction concernant nos activités et à la façon dont le rendement de nos activités est évalué. Nous avons également un secteur d'entreprise hors exploitation regroupant les fonctions générales et administratives qui assure la gouvernance de nos secteurs d'exploitation et qui leur apporte d'autres formes de soutien.

Les gazoducs et les pipelines de liquides comprennent principalement nos gazoducs et nos pipelines de liquides respectifs au Canada, aux États-Unis et au Mexique ainsi que nos activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Le secteur de l'énergie regroupe nos activités d'exploitation des installations énergétiques ainsi que les activités de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada.

Les faits nouveaux importants concernant nos activités relatives aux gazoducs, aux pipelines de liquides et à l'énergie, ainsi que certaines acquisitions, dispositions ou conditions et certains événements qui ont influé sur ces faits au cours des trois derniers exercices et depuis le début de l'exercice 2018 sont décrits ci-après. De plus amples renseignements concernant les changements dans notre entreprise qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours figurent aux rubriques *Gazoducs — Canada*, *Gazoducs — États-Unis*, *Gazoducs — Mexique*, *Pipelines de liquides* et *Énergie* du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

GAZODUCS

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens

| Date | Description du fait nouveau |
|--|--|
| PIPELINES RÉGLEMENTÉS AU CANADA | |
| Réseau de NGTL | |
| 2015 | Le réseau de NGTL comptait environ 6,7 G\$ de nouvelles installations qui contribuent à l'offre et à la demande en cours de développement, et nous avons continué de faire progresser plusieurs de ces projets de développement des investissements en déposant les demandes réglementaires auprès de l'Office national de l'énergie du Canada (ONÉ). En 2015, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 0,35 G\$. |
| 2016 | En 2016, le réseau de NGTL a continué d'aménager de nouvelles installations qui contribuent à l'offre et à la demande. Nous avons des installations d'une valeur d'environ 2,3 G\$ ayant reçu les approbations des organismes de réglementation et des installations d'une valeur d'environ 0,45 G\$ en construction. Le 6 octobre 2016, l'ONÉ a recommandé l'approbation gouvernementale du projet Towerbirch ainsi que le maintien de la méthode des droits intégraux actuellement utilisée pour le projet. Le 31 octobre 2016, le gouvernement du Canada a également approuvé notre demande visant un programme d'expansion du réseau de NGTL de 1,3 G\$. Ce programme d'expansion du réseau de NGTL comprend cinq doublages de pipelines de diamètres variant entre 24 et 48 pouces et d'une longueur d'environ 230 km (143 milles), ainsi que l'ajout de deux unités de stations de compression d'environ 46,5 MW (62 360 hp). En décembre 2016, nous avons annoncé le prolongement de Saddle West du réseau de NGTL d'une valeur de 0,6 G\$ pour augmenter la capacité de transport de gaz naturel sur la partie nord-ouest de notre réseau, projet qui comprend un doublement de pipeline des canalisations principales existantes d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 29 km (18 milles), l'ajout de cinq unités de compression aux stations existantes et de nouvelles installations de comptage. Le projet est soutenu par des contrats de service garanti progressifs et devrait entrer en service en 2019. En 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 0,5 G\$. |
| 2017 | En mars 2017, le gouvernement du Canada a approuvé le projet Towerbirch de 0,4 G\$, qui comprend un doublement de pipeline d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 55 km (34 milles) et un prolongement de pipeline d'un diamètre de 30 pouces sur 32 km (20 milles) du réseau de NGTL dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique (C.-B.); le projet a été mis en service par la suite en novembre 2017. En juin 2017, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2 G\$, qui repose sur une demande soutenue par de nouveaux contrats conclus avec des clients et portant sur des services garantis supplémentaires de réception et de livraison de quelque 3,2 PJ/j (3 Gpi ³ /j), sous réserve des approbations réglementaires. En 2017, nous avons mis en service de nouvelles installations d'une valeur d'environ 1,7 G\$ sur le réseau de NGTL et avons réduit les estimations de projet de 0,6 G\$. |

| Date | Description du fait nouveau |
|---|--|
| 2018 | En février 2018, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL totalisant 2,4 G\$ dont les dates de mise en service s'échelonnent de 2019 à 2021. Le nouveau programme d'expansion comprend environ 375 km (233 milles) de pipelines d'un diamètre variant entre 16 et 48 pouces, quatre unités de compression totalisant 120 MW et des postes de comptage et installations connexes. Nous prévoyons des contrats supplémentaires visant la réception garantie de 664 TJ/j (620 Mpi ³ /j) et des contrats visant la livraison garantie à nos importants points d'exportation frontaliers et de livraison à l'intérieur d'un même bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi ³ /j). |
| Règlements sur les besoins en produits de NGTL | |
| 2015 | En février 2015, nous avons reçu l'approbation de l'ONÉ pour notre règlement sur les besoins en produits conclu avec nos expéditeurs à l'égard du réseau de NGTL. Les modalités du règlement comprenaient le maintien du rendement du capital-actions (RCA) de 2014 de 10,1 % sur un capital-actions réputé de 40 % et prévoyaient le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage des écarts positifs ou négatifs par rapport à un montant fixe de charges d'exploitation, d'entretien et d'administration qui était fondé sur une indexation des coûts réels de 2014. En décembre 2015, nous avons conclu un accord de deux ans sur les besoins en produits (le règlement pour 2016-2017) avec des clients et d'autres parties intéressées relativement aux coûts annuels, y compris le RCA et l'amortissement requis pour exploiter le réseau de NGTL en 2016 et en 2017. Le règlement 2016-2017 fixait le RCA à 10,1 % sur un capital-actions réputé de 40 %, établissait l'amortissement à un taux composé prévu de 3,16 % et fixait les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration à 222,5 M\$ annuellement. Un mécanisme incitatif qui tenait compte des écarts permettait à NGTL de réaliser des économies grâce au rendement amélioré et prévoyait le transfert de tous les autres coûts, y compris les frais d'intégrité et les coûts d'émission du pipeline. |
| 2017 | Le règlement pour 2016-2017 est arrivé à échéance le 31 décembre 2017. Nous continuons de collaborer avec des parties intéressées en vue d'établir un nouvel accord sur les besoins en produits pour 2018 et au-delà. Pendant que ces discussions ont cours, NGTL est exploité aux termes de droits intermédiaires pour 2018 qui ont été approuvés par l'ONÉ le 24 novembre 2017. |
| North Montney | |
| 2015 | En juin 2015, l'ONÉ a approuvé le projet de canalisation principale North Montney (CPNM) de 1,7 G\$ sous réserve de certaines modalités et conditions. Aux termes de l'une de ces conditions, la construction du projet de CPNM pouvait commencer uniquement après qu'une décision d'investissement finale (DIF) positive avait été prise relativement au projet de gaz naturel liquéfié (GNL) Pacific North West (PNW LNG). Le projet de CPNM procure une nouvelle capacité importante sur le réseau de NGTL, ce qui permet de répondre aux exigences en matière de transport associées à l'accroissement rapide du développement des ressources de gaz naturel dans le bassin d'approvisionnement Montney, situé dans le nord-est de la C.-B. Le projet de CPNM permet aux ressources du bassin de Montney et aux autres ressources du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) d'accéder aux marchés du gaz naturel en place et futurs, y compris des marchés de GNL. Le projet comprend également un point de raccordement avec notre projet de transport du gaz de Prince Rupert (TGPR) permettant de fournir du gaz naturel à l'installation de liquéfaction et d'exportation proposée de PNW LNG près de Prince Rupert, en C.-B. |
| 2016 | En septembre 2016, le gouvernement du Canada a approuvé une demande de prolongation de la clause d'extinction que nous avons déposée en mars 2016 à l'égard du certificat d'utilité publique de la CPNM pour une période de un an jusqu'au 10 juin 2017. |
| 2017 | En mars 2017, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir la modification des approbations obtenues pour le projet de CPNM sur le réseau de NGTL afin d'en éliminer la condition stipulant que le projet ne pourrait être entrepris qu'après qu'une DIF positive aurait été prise à l'égard de PNW LNG. Le projet de CPNM est maintenant visé par des contrats commerciaux restructurés de 20 ans conclus avec des expéditeurs et ne dépend plus de la poursuite du projet de PNW LNG. Une audience sur la question s'est amorcée au cours de la semaine du 22 janvier 2018, et l'ONÉ devrait rendre une décision au deuxième trimestre de 2018. |
| Projet de croisement de Sundre | |
| 2017 | Le 28 décembre 2017, l'ONÉ a approuvé le projet de croisement de Sundre, sur le réseau de NGTL. Ce projet de conduite d'environ 100 M\$, d'une longueur de 21 km (13 milles) et d'un diamètre de 42 pouces, accroîtra de 245 TJ/j (229 Mpi ³ /j) les livraisons vers la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, où la conduite sera raccordée aux gazoducs de TransCanada en aval. La mise en service est prévue pour le 1 ^{er} avril 2018. |

| Date | Description du fait nouveau |
|---|---|
| Réseau principal au Canada — Installations de Kings North et de la station 130 | |
| 2016 | <p>Au quatrième trimestre de 2016, nous avons mis en service le raccordement de Kings North d'une valeur d'environ 310 M\$ et l'unité de compression d'une valeur d'environ 75 M\$ ajoutée à la station 130 du réseau principal au Canada. Ces deux projets s'inscrivent dans le cadre de notre règlement avec les SDL (défini ci-après) en vigueur que nous avons conclu avec nos expéditeurs et offrent la possibilité d'accéder à d'autres sources d'approvisionnement tout en concluant des contrats pour obtenir davantage de services de transport sur de courtes distances dans la région du triangle de l'Est du réseau principal au Canada.</p> |
| Réseau principal au Canada — Projet du réseau principal de l'Est | |
| 2015 | <p>En août 2015, nous avons annoncé que nous avons conclu un accord avec les sociétés de distribution locales (SDL) de l'Est qui répondait aux questions soulevées par celles-ci concernant le projet d'oléoduc Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est. Des modifications à la demande qui reflétaient l'accord ont été déposées en décembre 2015. L'accord fournissait aux consommateurs de gaz naturel de l'Est du Canada une capacité de transport du gaz naturel suffisante et réduit les coûts de transport du gaz naturel.</p> |
| 2016 | <p>Le projet du réseau principal de l'Est est conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est. Voir la rubrique <i>Développement général de l'activité — Pipelines de liquides</i> pour de l'information sur Énergie Est.</p> |
| 2017 | <p>En octobre 2017, après un examen attentif des nouvelles circonstances, nous avons informé l'ONÉ que nous ne poursuivions pas les démarches relatives à nos demandes pour le projet Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est, ce qui, dans les faits, a constitué un avis public de l'annulation des projets. Voir la rubrique <i>Développement général de l'activité — Pipelines de liquides</i> pour de l'information sur Énergie Est.</p> |
| Réseau principal au Canada — Autres prolongements | |
| 2016 | <p>En plus du projet du réseau principal de l'Est, il était nécessaire d'effectuer de nouveaux investissements dans les installations totalisant environ 700 M\$ sur la période allant de 2016 à 2017 dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada afin de satisfaire aux engagements contractuels des expéditeurs. Au troisième trimestre de 2016, nous avons lancé un appel de soumissions pour le réseau principal au Canada en vue d'obtenir des engagements exécutoires à l'égard de notre nouvelle proposition de transport à long terme à prix fixe de la production du BSOC entre le point de réception d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. Les soumissions reçues à la suite de l'appel de soumissions à l'égard du service proposé représentaient des volumes inférieurs aux volumes nécessaires pour que la proposition soit viable. Le 15 novembre 2016, nous avons annoncé que nous ne donnerions pas suite à l'offre de service. Voir la rubrique <i>Réseau principal au Canada — Installations de Kings North et de la station 130</i> ci-dessus.</p> |
| 2017 | <p>Compte tenu du doublement de Vaughan, qui a été mis en service en novembre 2017, nous avons des investissements additionnels d'environ 245 M\$ afin de respecter les ententes contractuelles conclues avec des expéditeurs, qui ont été mis en service en 2017 sur le réseau principal au Canada. Le réseau principal au Canada a également reçu des demandes visant l'expansion de la capacité au marché du sud de l'Ontario et la livraison au Canada atlantique par le biais des réseaux Trans-Québec & Maritimes et PNGTS (définis ci-après). Les demandes visant des services garantis d'environ 86 TJ/j (80 Mpi³/j) soulignent le besoin d'une capacité de compression élargie au poste de compression Maple actuel. Les clients ont signé des accords de quinze ans préalables au démarrage du projet dont le coût est estimé à 110 M\$. Une demande d'approbation du projet a été soumise à l'ONÉ le 2 novembre 2017. Nous avons demandé à l'ONÉ qu'il rende sa décision afin de donner suite au projet au premier trimestre de 2018 en vue d'une date de mise en service prévue le 1^{er} novembre 2019.</p> |
| Service de transport à prix fixe longue durée jusqu'à Dawn | |
| 2017 | <p>Le 1^{er} novembre 2017, nous avons commencé à offrir un nouveau service approuvé par l'ONÉ sur le réseau principal que nous désignons comme le service de transport à prix fixe longue durée (TPFLD) jusqu'à Dawn. Ce service de TPFLD permet aux producteurs du BSOC de transporter jusqu'à 1,5 PJ/j (1,4 Gpi³/j) de gaz naturel au tarif simplifié de 0,77 \$/GJ entre le point de réception d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. Le service de TPFLD est soutenu par des contrats d'une durée de 10 ans prévoyant des droits de résiliation anticipée après cinq ans. Une résiliation anticipée entraînera un tarif majoré pour les deux dernières années du contrat.</p> |

| Date | Description du fait nouveau |
|--|--|
| Règlement relatif au réseau principal au Canada | |
| 2015 | En 2015, le réseau principal au Canada a commencé à être exploité aux termes de la demande approuvée par l'ONÉ visant les droits et les tarifs applicables au réseau principal au Canada de 2015 à 2030. |
| 2017 | Le règlement pour la période de 2015 à 2030 (le règlement avec les SDL) précisait les droits pour la période 2015-2020, mais l'ONÉ a ordonné qu'ils soient soumis à un examen à mi-course de cette période de six ans devant être déposé au plus tard le 31 décembre 2017. L'examen des droits pour la période 2018-2020 doit comprendre les coûts, les volumes prévisionnels, les niveaux contractuels, le solde des comptes de report et d'autres modifications importantes. Une entente supplémentaire visant cette période a été conclue par TransCanada et les SDL de l'Est le 8 décembre 2017 et déposée auprès de l'ONÉ le 18 décembre 2017 pour approbation (l'entente supplémentaire). L'entente supplémentaire, qui obtient le soutien de la plupart des parties intéressées du réseau principal au Canada, propose une baisse des droits, préserve une entente incitative, qui confère la possibilité d'obtenir un rendement de 10,1 % ou plus sur le ratio du capital-actions réputé de 40 %, et décrit les besoins en produits et les déterminants de facturation pour la période allant de 2018 à 2020. Nous prévoyons que l'ONÉ fournira des directives et traitera notre demande au premier trimestre de 2018. Les droits intermédiaires pour 2018, établis dans l'entente supplémentaire, ont été déposés et ont par la suite été approuvés par l'ONÉ, le 19 décembre 2017. |
| PROJETS DE PIPELINES DE GNL | |
| Transport du gaz de Prince Rupert | |
| 2015 | En juin 2015, PNW LNG a annoncé une DIF positive, assujettie à deux conditions, pour son installation proposée de liquéfaction et d'exportation. La première condition, soit l'approbation par l'Assemblée législative de la C.-B. d'un accord de conception de projet entre PNW LNG et la province de la C.-B., a été remplie en juillet 2015. La deuxième condition était une décision réglementaire positive de la part du gouvernement du Canada à l'égard de l'évaluation environnementale de PNW LNG. Le projet a reçu les permis environnementaux nécessaires du B.C. Environmental Assessment Office (BCEAO) en novembre 2014. Au troisième trimestre de 2015, nous avons reçu tous les permis restants de l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique (OGC). Avec ces permis, TGPR a reçu tous les principaux permis réglementaires nécessaires à la réalisation du projet. |
| 2016 | En septembre 2016, PNW LNG a reçu un certificat environnemental du gouvernement du Canada à l'égard d'une usine de GNL proposée à Prince Rupert, en C.-B. En décembre 2016, PNW LNG a obtenu un permis d'exportation de GNL de l'ONÉ qui a prolongé la période d'exportation pour la faire passer de 25 à 40 ans. Nous avons continué à solliciter l'engagement des communautés autochtones et signé des conventions de projet avec 14 communautés de Premières Nations le long du tracé du pipeline, qui exposaient les avantages et les engagements, financiers et autres, qui seraient offerts à chaque Première Nation tant que le projet demeurerait en service. |
| 2017 | En juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy résilierait son entente conclue avec nous relativement à l'aménagement du projet TGPR. Conformément aux modalités de l'accord, nous avons reçu de Progress Energy un paiement de 0,6 G\$ en octobre 2017 correspondant au plein remboursement des coûts engagés, y compris les frais financiers. |
| Coastal GasLink | |
| 2016 | Au premier trimestre de 2016, nous avons continué à solliciter l'engagement des communautés autochtones et annoncé des conventions de projet avec 11 communautés des Premières Nations le long du tracé du pipeline qui exposaient les avantages et les engagements, financiers et autres, qui seraient offerts à chaque communauté des Premières Nations tant que le projet demeurerait en service. Nous avons également continué à solliciter l'engagement des parties intéressées le long du tracé du pipeline et avons poursuivi les travaux de planification détaillée de l'ingénierie et de la construction afin de peaufiner l'estimation des coûts en capital. En réponse aux commentaires reçus, nous avons demandé au BCEAO que soit apportée une modification mineure au tracé afin d'offrir une solution de rechange dans la région touchée. En juillet 2016, les participants à la coentreprise avec LNG Canada ont annoncé qu'ils reportaient leur DIF à l'égard de l'installation de GNL proposée à Kitimat, en C.-B. Nous avons travaillé en collaboration avec LNG Canada afin de respecter un échéancier approprié pour le développement et les travaux du projet Coastal GasLink. Nous avons poursuivi nos activités d'engagement auprès des communautés autochtones le long du tracé de notre pipeline et avons conclu des conventions de projet à long terme avec 17 communautés des Premières Nations. |

| Date | Description du fait nouveau |
|------|--|
| 2017 | <p>Le report constant de la DIF visant le projet de LNG Canada a donné lieu à une restructuration des modalités de l'entente visant le projet Coastal Gaslink conclue avec LNG Canada qui a entraîné le paiement de certaines sommes à TransCanada relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés. En septembre 2017, un paiement d'environ 80 M\$ a été reçu relativement aux coûts engagés depuis le début du projet. Après un paiement de 8 M\$ au quatrième trimestre de 2017, nous recevrons des paiements trimestriels supplémentaires d'environ 7 M\$ jusqu'à nouvel ordre. Nous continuons de collaborer avec LNG Canada aux termes de l'entente en vue d'obtenir une DIF. Coastal GasLink a déposé une modification au certificat d'évaluation environnementale (CÉE) en novembre 2017 qui indiquait un tracé de rechange pour une partie du pipeline. Le BCEAO devrait rendre une décision en 2018. En cas d'abandon du projet, nous avons droit au remboursement des coûts de projet, y compris les frais financiers.</p> |

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs américains

| Date | Description du fait nouveau |
|---|---|
| GAZODUCS AMÉRICAINS - COLUMBIA | |
| Acquisition de Columbia | |
| 2016 | Le 1 ^{er} juillet 2016, nous avons acquis une participation de 100 % dans Columbia pour un prix d'achat en espèces de 10,3 G\$ US. L'acquisition a été financée initialement au moyen du produit de 4,4 G\$ tiré de la vente de reçus de souscription, de prélèvements sur des facilités de crédit-relais d'acquisition totalisant 6,9 G\$ US et de l'encaisse existante. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1 ^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne et, après la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. |
| Columbia Pipeline Partners LP (CPPL) | |
| 2016 | En novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une convention et d'un plan de fusion aux termes desquels Columbia a convenu d'acquérir, contre espèces, la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL. |
| 2017 | En février 2017, nous avons réalisé l'acquisition, contre espèces, de la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL au prix de 17,00 \$ US chacune et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US par part ordinaire, ce qui représente une opération d'une valeur globale de 921 M\$ US. |
| Leach Xpress | |
| 2015 | Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis) (la FERC) pour ce projet de Columbia Gas en juin 2015. Le projet transporte environ 1,6 PJ/j (1,5 Gpi ³ /j) de gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'à des points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach et Columbia Gulf. Le projet comprend une nouvelle canalisation de 36 pouces d'une longueur de 260 km (160 milles), un doublement de 36 pouces d'une longueur de 39 km (24 milles), une nouvelle canalisation de 30 pouces d'une longueur de 3 km (2 milles), une nouvelle installation de compression de 82,8 MW (111 000 hp) et une installation de compression existante de 24,6 MW (33 000 hp). |
| 2016 | L'énoncé définitif des incidences environnementales (EDIE) pour le projet a été reçu en septembre 2016. |
| 2018 | Le projet de 1,6 G\$ US a été mis en service le 1 ^{er} janvier 2018. |
| Mountaineer Xpress | |
| 2016 | Une demande en vertu de l'article 7(C) pour ce projet de Columbia Gas a été soumise en avril 2016. Le projet a pour but de transporter environ 2,9 PJ/j (2,7 Gpi ³ /j) de gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'à des points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach et Columbia Gulf. Le projet comprend une nouvelle canalisation de 36 pouces d'une longueur de 275 km (171 milles), une canalisation latérale de 24 pouces d'une longueur de 10 km (6 milles), le remplacement d'une canalisation de 30 pouces sur 0,6 km (0,4 mille), une nouvelle installation de compression de 114,1 MW (153 000 hp) et une installation de compression existante de 55,9 MW (75 000 hp). |
| 2017 | Le certificat de la FERC pour le projet Mountaineer Xpress a été reçu le 29 décembre 2017. Le projet devrait entraîner une hausse de 0,6 G\$ US des dépenses d'investissement en raison de l'accroissement des coûts de construction estimatifs. Grâce au mécanisme de partage des coûts, on ne prévoit pas que cela aura une incidence significative sur le rendement global du projet. Le projet de 2,6 G\$ US devrait être mis en service au cours du quatrième trimestre de 2018. |
| Rayne Xpress | |
| 2015 | Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour ce projet de Columbia Gulf en juillet 2015. Le projet transporte environ 1,1 PJ/j (1 Gpi ³ /j) de la production à partir d'un raccordement au projet de pipeline Leach Xpress et d'un autre raccordement vers les marchés le long du réseau et la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend la modification de stations de compression bidirectionnelles se trouvant le long de Columbia Gulf, une nouvelle installation de compression de 38,8 MW (52 000 hp), une installation de compression de remplacement de 20,1 MW (27 000 hp) et le remplacement d'une canalisation de 30 pouces sur 6 km (4 milles). |
| 2016 | L'EDIE pour le projet a été reçu en septembre 2016. |
| 2017 | Le projet de 0,4 G\$ US a été mis en service le 2 novembre 2017. |

| Date | Description du fait nouveau |
|--|---|
| Gulf Xpress | |
| 2016 | Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour ce projet de Columbia Gulf en avril 2016. Le projet a pour but de transporter environ 0,9 Gpi ³ /j de gaz en association avec le prolongement du projet Mountaineer Xpress jusqu'à divers points de livraison le long de Columbia Gulf et sur la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend l'ajout de sept nouvelles stations de compression médianes le long du tracé de Columbia Gulf d'une capacité totalisant 182,7 MW (245 000 hp). |
| 2017 | Le certificat de la FERC pour le projet Gulf Xpress a été reçu le 29 décembre 2017. Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,6 G\$ US, entrera en service en 2018. |
| Projet Cameron Access | |
| 2015 | Le certificat de la FERC pour ce projet de Columbia Gulf a été reçu en septembre 2015. Le projet a pour but de transporter environ 0,8 Gpi ³ /j de gaz jusqu'au terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane. Le projet comprend une nouvelle canalisation de 36 pouces d'une longueur de 55 km (34 milles), un doublement de 30 pouces d'une longueur de 11 km (7 milles) et une nouvelle unité de compression de 9,7 MW (13 000 hp). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,3 G\$ US, entrera en service au premier trimestre de 2018. |
| WB Xpress | |
| 2015 | Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour les deux tronçons de ce projet de Columbia Gas en décembre 2015. Le projet a pour but de transporter environ 1,3 Gpi ³ /j de gaz provenant du gisement de Marcellus en direction ouest (0,8 Gpi ³ /j) vers la côte du golfe du Mexique au moyen d'un raccordement avec le Tennessee Gas Pipeline, et en direction est (0,5 Gpi ³ /j) vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique. Le projet comprend des canalisations de divers diamètres d'une longueur de 47 km (29 milles), la restauration et l'amélioration de la pression d'exploitation maximale d'une canalisation existante sur une distance de 338 km (210 milles), une nouvelle installation de compression de 29,8 MW (40 000 hp) et une installation de compression existante de 99,9 MW (134 000 hp). |
| 2017 | Le certificat de la FERC pour le projet WB Xpress a été reçu en novembre 2017. Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,8 G\$ US, sera pleinement en service en 2018. |
| Buckeye Xpress | |
| 2017 | Le projet Buckeye Xpress est un projet d'augmentation de la taille d'une canalisation de remplacement existante s'inscrivant dans notre programme de modernisation de Columbia Gas. Des coûts de 0,2 G\$ US consacrés à l'élargissement de la canalisation de remplacement et à la mise à niveau des compresseurs nous permettront d'offrir une capacité pipelinère supplémentaire de 290 TJ/j (275 Mpi ³ /j) pour recevoir la production grandissante tirée des Appalaches. Nous prévoyons que le projet sera mis en service à la fin de 2020. |
| Programmes de modernisation I et II | |
| 2017 | Columbia Gas et ses clients ont conclu une convention de règlement, qui a été approuvée par la FERC et qui prévoit un recouvrement et un rendement du capital investi dans la modernisation du réseau, l'amélioration de l'intégrité du réseau et le renforcement de la fiabilité et de la souplesse du service. Le programme de modernisation comprend, entre autres, le remplacement de pipelines et d'installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle. Le programme de modernisation I d'une valeur de 1,5 G\$ US a été mené à bien conformément à la convention de règlement de 2012, et la dernière tranche de 0,2 G\$ US a été dépensée en 2017. Le programme de modernisation II a été approuvé pour des travaux d'un montant maximal de 1,1 G\$ US débutant en 2018 et devant être réalisés d'ici 2020. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service au plus tard le 31 octobre perçoivent des produits à compter du 1 ^{er} février de l'année suivante. |
| Gibraltar | |
| 2016 | La première phase de ce projet à phases multiples a été achevée en décembre 2016. |
| 2017 | Le projet intermédiaire de 0,3 G\$ US visant la construction d'un collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité d'environ 1 000 TJ/j (934 Mpi ³ /j) dans le sud-ouest de la Pennsylvanie a été mis en service le 1 ^{er} novembre 2017. |

| Date | Description du fait nouveau |
|-----------------------------------|---|
| AUTRES GAZODUCS AMÉRICAINS | |
| Pipeline d'ANR | |
| 2016 | <p>Le pipeline d'ANR a déposé une demande tarifaire en vertu de l'article 4 qui demandait une hausse de ses tarifs de transport maximaux en janvier 2016. Le déplacement des sources d'approvisionnement et des marchés traditionnels d'ANR, les modifications nécessaires en matière d'exploitation, les mises à niveau nécessaires de l'infrastructure ainsi que l'évolution des exigences réglementaires ont entraîné la nécessité d'investir dans l'entretien et la fiabilité des installations et l'intégrité du réseau ainsi que la hausse des frais d'exploitation, si bien que les tarifs actuels n'offraient pas un rendement raisonnable de notre capital investi. Nous avons également travaillé en collaboration avec nos clients afin de trouver une issue mutuellement profitable par la négociation d'un règlement. La dernière demande tarifaire déposée par ANR remonte à plus de 20 ans. ANR a conclu un règlement avec ses expéditeurs avec prise d'effet le 1^{er} août 2016 et a reçu l'approbation de la FERC le 16 décembre 2016. Aux termes du règlement, les tarifs de réservation de capacité de transport augmenteraient de 34,8 %, et les tarifs de stockage resteraient inchangés pour les contrats d'une durée de un an à trois ans, mais ils augmenteraient légèrement pour les contrats d'une durée de moins de un an et diminueraient légèrement pour les contrats d'une durée de plus de trois ans. Un moratoire interdit toute nouvelle modification des tarifs jusqu'au 1^{er} août 2019. Après cette date, ANR pourra déposer une demande de révision de tarifs si elle a engagé des dépenses en immobilisations de plus de 0,8 G\$ US, mais elle doit présenter sa demande au plus tard à la date de prise d'effet du 1^{er} août 2022.</p> |
| Great Lakes | |
| 2015 | <p>Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Notre quote-part de l'écart d'acquisition lié à Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 386 M\$ US au 31 décembre 2015.</p> |
| 2016 | <p>Notre quote-part de l'écart d'acquisition lié à Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 382 M\$ US au 31 décembre 2016.</p> |
| 2017 | <p>Le 30 octobre 2017, Great Lakes a déposé un règlement tarifaire auprès de la FERC pour satisfaire à ses obligations aux termes du règlement tarifaire antérieur de 2013 qui prévoyait l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs au 1^{er} janvier 2018. Le règlement, s'il est approuvé par la FERC, réduira de 27 % les tarifs de transport maximaux de Great Lakes avec prise d'effet au 1^{er} octobre 2017. Great Lakes s'attend à ce que l'incidence d'autres changements, notamment l'entente de transport à long terme conclue récemment avec le réseau principal au Canada qui est décrite ci-après, les occasions qui se présenteront pour le réseau de dégager d'autres produits et l'élimination du mécanisme de partage des produits avec les clients, compenseront essentiellement l'incidence sur un exercice complet de la réduction des tarifs de Great Lakes à partir de 2018. Dans le cadre du service de TPFLD jusqu'au réseau principal au Canada (voir la rubrique <i>Pipelines réglementés au Canada — Service de transport à prix fixe longue durée jusqu'à Dawn</i> ci-dessus), Great Lakes a conclu avec le réseau principal au Canada un nouveau contrat de transport du gaz d'une durée de 10 ans. Ce contrat a reçu l'approbation de l'ONÉ en septembre 2017, avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2017, et prévoit des options de réduction des volumes jusqu'à concurrence de la quantité totale visée par contrat à compter de la troisième année.</p> <p>En ce qui a trait à la dépréciation de l'écart d'acquisition, bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que les réductions des flux de trésorerie prévisionnels futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés donnent lieu à une dépréciation future d'une partie du solde de l'écart d'acquisition lié à Great Lakes. Notre quote-part de l'écart d'acquisition lié à Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 379 M\$ US à la fin de l'exercice. À la fin de l'exercice, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. De plus amples renseignements concernant la dépréciation de l'écart d'acquisition figurent à la rubrique <i>Autres renseignements — Estimations comptables critiques — Dépréciation des actifs à long terme, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de l'écart d'acquisition</i> du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.</p> |

| Date | Description du fait nouveau |
|--|---|
| Northern Border | |
| 2017 | Northern Border a déposé une entente tarifaire auprès de la FERC le 4 décembre 2017, qui reflète un règlement de principe avec ses expéditeurs, ce qui écarte la nécessité de déposer un dossier tarifaire général comme le prévoyait le règlement de 2012 précédent. Northern Border s'attend à ce que la FERC entérine l'entente de règlement sans opposition. De cette façon, la stabilité des tarifs à long terme de Northern Border serait assurée. Nous détenons une participation indirecte de 12,9 % dans Northern Border par l'intermédiaire de TC Pipelines, LP (TCLP). |
| Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) | |
| 2016 | En janvier 2016, nous avons conclu la vente de 49,9 % de notre participation totale de 61,7 % dans PNGTS à TCLP pour une contrepartie de 223 M\$ US. Le produit était composé d'une somme en espèces de 188 M\$ US et de la prise en charge d'une quote-part de la dette de PNGTS de 35 M\$ US. |
| 2017 | En juin 2017, nous avons conclu la vente de de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois, assortie d'une option visant la vente de la participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure à TCLP. Au même moment, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS à TCLP. Le produit de ces opérations s'élevait à 765 M\$ US, avant les rajustements postérieurs à la clôture, et comprenait un montant en trésorerie de 597 M\$ US et un montant de 168 M\$ US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de PNGTS. En décembre 2017, PNGTS a conclu des ententes préalables au démarrage avec plusieurs SDL de la Nouvelle-Angleterre et du Canada atlantique afin de mettre de nouveau sous contrat une partie de la capacité du réseau dont l'échéance était prévue pour 2019, ainsi que l'accroissement de la capacité certifiée du réseau de PNGTS, qui sera portée de 222 TJ/j (210 Mpi ³ /j) à 290 TJ/j (275 Mpi ³ /j). Le projet Portland Xpress (PXP) d'environ 80 M\$ US sera réalisé en conjonction avec l'augmentation de la capacité en amont. Les dates de mise en service du PXP s'étalent sur une période de trois ans à compter du 1 ^{er} novembre 2018. |
| Iroquois Gas Transmission System, L.P. (Iroquois) | |
| 2016 | Des approbations de la FERC ont été obtenues à l'égard de règlements avec des expéditeurs pour nos pipelines Iroquois, Tuscarora et Columbia Gulf au troisième trimestre de 2016. Le 31 mars 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois pour un prix d'achat global de 54 M\$ US et, le 1 ^{er} mai 2016, nous avons acquis une autre participation de 0,65 % pour 7 M\$ US. Par conséquent, notre participation dans Iroquois est passée à 50 %. |
| 2017 | En juin 2017, nous avons conclu la vente de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois, assortie d'une option visant la vente de la participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure à TCLP. Au même moment, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS à TCLP. Voir la rubrique Portland Natural Gas Transmission System ci-dessus. |
| Gas Transmission Northwest LLC (GTN) | |
| 2015 | En avril 2015, nous avons conclu la vente de notre participation restante de 30 % dans GTN à TCLP pour un prix d'achat total de 457 M\$ US. Le produit était composé d'une somme en espèces de 246 M\$ US, de la prise en charge d'une dette de 98 M\$ US, soit la dette proportionnelle de GTN, et de nouvelles parts de catégorie B de TCLP d'une valeur de 95 M\$ US. |
| TC Offshore LLC (TC Offshore) | |
| 2015 | Nous avons conclu un accord afin de vendre TC Offshore à un tiers. Par conséquent, au 31 décembre 2015, les actifs et les passifs connexes étaient considérés comme détenus en vue de leur vente et étaient comptabilisés à leur juste valeur, moins les coûts de vente, ce qui a mené à la comptabilisation de provisions pour perte avant impôt de 125 M\$ en 2015. |
| 2016 | Nous avons conclu la vente de TC Offshore à un tiers en mars 2016. |
| PROJETS DE GAZODUCS DE GNL | |
| Projet de GNL de l'Alaska | |
| 2015 | En novembre 2015, nous avons vendu notre participation dans le projet de GNL de l'Alaska à l'État d'Alaska. Le produit de 65 M\$ US tiré de cette vente représente la pleine récupération des coûts engagés pour faire progresser le projet depuis le 1 ^{er} janvier 2014, y compris les frais de possession. Avec cette vente a pris fin notre participation au développement d'un réseau de pipelines pour la commercialisation du gaz naturel du versant nord de l'Alaska. |

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs au Mexique

| Date | Description du fait nouveau |
|--------------------------------|---|
| GAZODUCS AU MEXIQUE | |
| Topolobampo | |
| 2016 | En novembre 2012, nous avons obtenu le contrat pour construire le projet Topolobampo et pour en être les propriétaires-exploitants. La construction du projet est soutenue par une entente de services de transport (une EST) d'une durée de 25 ans conclue avec la Comisión Federal de Electricidad (Mexique) (CFE) visant 717 TJ/j (670 Mpi ³ /j). Le projet Topolobampo consiste en un gazoduc d'un diamètre de 30 pouces d'une longueur de 560 km (348 milles) qui recevra du gaz de gazoducs en amont près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et transportera du gaz naturel à partir de ces gazoducs de raccordement vers des points de livraison se trouvant le long du tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. |
| 2017 | Le projet Topolobampo est pratiquement terminé, à l'exception d'un tronçon de 20 km (12 milles) qui subit le contrecoup des retards auxquels s'est heurté le Secrétariat de l'Énergie, ministère qui dirige au Mexique les consultations avec la population autochtone. Le problème a été résolu, et la construction de ce dernier tronçon devrait se terminer au deuxième trimestre de 2018. Aux termes de l'EST, les retards ont été considérés comme un événement de force majeure et des dispositions permettent le recouvrement des produits à compter de la date de mise en service initiale stipulée dans l'EST, soit juillet 2016. Le coût estimatif du gazoduc s'élève à environ 1,2 G\$ US, ce qui représente une augmentation de 0,2 G\$ US par rapport à l'estimation initiale, en raison des retards. |
| Mazatlán | |
| 2015 | Le projet Mazatlán consiste en un gazoduc de 24 pouces d'une longueur de 430 km (267 milles) reliant El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, dont le coût est estimé à 0,4 G\$ US. Ce gazoduc est soutenu par une EST d'une durée de 25 ans conclue avec la CFE visant 214 TJ/j (200 Mpi ³ /j) de gaz naturel. |
| 2016 | La construction s'est achevée en 2016, et le gazoduc était en attente d'un approvisionnement en gaz naturel en provenance des gazoducs de raccordement en amont. Nous avons respecté nos obligations et nous recouvrons des produits conformément aux dispositions du contrat depuis la date de mise en service initiale stipulée dans l'EST, soit décembre 2016. |
| 2017 | Le projet Mazatlán a été pleinement mis en service en juillet 2017. |
| Tula | |
| 2015 | En novembre 2015, nous avons obtenu le contrat pour construire le gazoduc de 0,7 G\$ US et pour en être les propriétaires-exploitants; ce gazoduc de 36 pouces d'une longueur de 300 km (186 milles) comportant une canalisation latérale de 16 pouces d'une longueur de 24 km (15 milles) est soutenu par une EST d'une durée de 25 ans conclue avec la CFE visant 949 TJ/j (886 Mpi ³ /j) de gaz naturel. Le gazoduc transportera du gaz naturel à partir de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, vers les marchés situés à proximité de Tula, dans l'État de Querétaro, et traversera les États de Puebla et de Hidalgo. |
| 2017 | La construction du gazoduc Tula a été pratiquement achevée en 2017, à l'exception d'un tronçon d'environ 90 km (56 milles). La date d'achèvement du projet a dû être reportée à la fin de 2019 en raison des retards auxquels se heurte le Secrétariat de l'Énergie, ministère qui dirige au Mexique les consultations avec la population autochtone. Les retards subis ont été considérés comme un événement de force majeure par la CFE, et nous travaillons aux derniers détails de la modification de la convention établissant le calendrier et les paiements à recevoir. En raison des retards et des coûts accrus liés aux terrains et aux permis, les coûts estimatifs du projet ont été majorés de 0,1 G\$ US par rapport à l'estimation initiale. La date d'achèvement du projet a été reportée à la fin de 2019. |
| Villa de Reyes Pipeline | |
| 2016 | En avril 2016, nous avons obtenu le contrat pour construire le gazoduc Villa de Reyes, au Mexique, et pour en être les propriétaires-exploitants. La construction du gazoduc s'appuie sur une EST d'une durée de 25 ans visant 949 TJ/j (886 Mpi ³ /j) de gaz naturel conclue avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 0,6 G\$ US dans la construction de gazoducs de 36 et de 24 pouces et d'une longueur totale de 420 km (261 milles). Le gazoduc bidirectionnel transportera du gaz naturel entre Tula, dans l'État de Hidalgo, et Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région. |

| Date | Description du fait nouveau |
|---------------------|--|
| 2017 | La construction du projet a commencé, mais des retards occasionnés par des fouilles archéologiques menées par les autorités étatiques ont nécessité le report de la date de mise en service jusqu'à la fin de 2018. Ces retards ont été considérés comme un événement de force majeure par la CFE, et nous travaillons aux derniers détails de la modification de la convention établissant le calendrier et les paiements à recevoir. En raison des retards et des coûts accrus liés aux terrains et aux permis, les coûts estimatifs du projet ont été majorés de 0,2 milliard de dollars US par rapport à l'estimation initiale. |
| Sur de Texas | |
| 2016 | Le projet Sur de Texas de 2,1 G\$ US consiste en une coentreprise avec IEnova dans laquelle nous détenons une participation de 60 % représentant un investissement d'environ 1,3 G\$ US. La construction du gazoduc est soutenue par une EST d'une durée de 25 ans visant 2,8 PJ/j (2,6 Gpi ³ /j) de gaz naturel conclue avec la CFE. Le gazoduc de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 km (497 milles) commencera en mer dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et aboutira à Tuxpan, dans l'État de Veracruz. Le projet acheminera du gaz naturel à nos gazoducs Tamazunchale et Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région. |
| 2017 | La construction du gazoduc progresse en vue d'une mise en service prévue vers la fin de 2018, et environ 60 % de la construction en mer était terminée à la fin de l'exercice. |

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux gazoducs, y compris les changements qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours, figurent dans le rapport de gestion à la rubrique **Entreprise de gazoducs**, aux rubriques **Gazoducs — Canada — Les rouages de notre secteur des gazoducs au Canada, Faits marquants, Résultats financiers et Perspectives**; aux rubriques **Gazoducs — États-Unis — Les rouages de notre secteur des gazoducs aux États-Unis, Faits marquants, Résultats financiers et Perspectives**; et aux rubriques **Gazoducs — Mexique — Les rouages de notre secteur des gazoducs au Mexique, Faits marquants, Résultats financiers et Perspectives**, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

PIPELINES DE LIQUIDES

Faits nouveaux dans le secteur des pipelines de liquides

| Date | Description du fait nouveau |
|-------------------------------------|---|
| Réseau de pipelines Keystone | |
| 2015 | En 2015, nous avons conclu un accord avec CITGO Petroleum (CITGO) visant la construction d'un raccordement de pipeline de 65 M\$ US entre le pipeline Keystone et le terminal de CITGO situé à Sour Lake, au Texas, qui fournit 425 000 b/j à sa raffinerie de Lake Charles, en Louisiane. Nous avons conclu des contrats à long terme supplémentaires, ce qui a porté notre position totale visée par des contrats à 545 000 b/j. |
| 2016 | En janvier 2016, nous avons conclu un accord avec Magellan Midstream Partners L.P. (Magellan) visant le raccordement de notre terminal de Houston avec le réseau de transport de Magellan entre Houston et Texas City, au Texas. Nous détiendrons une participation de 50 % dans ce projet de pipeline de 50 M\$ US, qui améliorera l'accès au marché de Houston pour notre pipeline Keystone. Le 2 avril 2016, nous avons arrêté le pipeline Keystone après la détection d'une fuite le long de l'emprise de celui-ci dans le comté de Hutchinson au Dakota du Sud. Nous avons déclaré le volume total de la fuite, soit 400 barils, au National Response Centre (NRC) et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration (PHMSA). Des réparations temporaires ont été effectuées et le pipeline Keystone a été remis en service à la mi-avril 2016. Les réparations permanentes du pipeline ont été effectuées peu après au début de mai 2016, et les travaux de remise en état ont pris fin au début de juillet 2016. Des mesures correctives imposées par la PHMSA ont été mises en œuvre en septembre 2016. Cet arrêt n'a pas eu d'incidence importante sur notre résultat de 2016. Le latéral et le terminal de Houston, qui prolongent le pipeline Keystone jusqu'à Houston, au Texas, sont entrés en service en août 2016. Le terminal a une capacité de stockage initiale de 700 000 barils de pétrole brut. Le pipeline HoustonLink, qui relie le terminal de Houston au réseau de transport de Magellan à Houston et à Texas City, au Texas, a été achevé en décembre 2016. Le raccordement de pipeline Sour Lake de CITGO qui relie le pipeline Keystone et le terminal de CITGO situé à Sour Lake a été mis en service en décembre 2016. |
| 2017 | Au quatrième trimestre de 2017, nous avons mis fin aux appels de soumission pour le pipeline Keystone et pour Marketlink et obtenu des appuis contractuels à long terme supplémentaires. Le 16 novembre 2017, nous avons temporairement mis en arrêt le pipeline Keystone après la détection d'une fuite dans le comté de Marshall, au Dakota du Sud. Le volume de la fuite a été estimé à 5 000 barils comme il a été déclaré au NRC et à la PHMSA. Le 29 novembre 2017, le pipeline a été réparé et remis en service; le tronçon touché fonctionne à pression réduite. D'autres travaux d'investigation et mesures correctives imposés par la PHMSA sont prévus pour 2018. Cette mise hors service n'a pas eu d'incidence importante sur notre résultat de 2017. |
| Keystone XL | |
| 2015 | En janvier 2015, la Cour suprême de l'État du Nebraska a annulé, au motif qu'elle était inconstitutionnelle, une décision d'un tribunal inférieur, qui avait statué que le pouvoir d'approuver un tracé de rechange au Nebraska pour le projet Keystone XL revenait à la Public Service Commission (PSC) de la fonction publique de l'État plutôt qu'au gouverneur. Ainsi, l'approbation du nouveau tracé de Keystone XL passant par le Nebraska accordée en janvier 2013 par le gouverneur demeurerait valide. Des propriétaires fonciers ont déposé des poursuites dans deux comtés du Nebraska visant à interdire à Keystone XL de condamner les servitudes pour des motifs constitutionnels étatiques. La décision au sujet de la demande de permis présidentiel pour Keystone XL a été reportée tout au long de 2015 par le Département d'État des États-Unis, et le permis a finalement été refusé en novembre 2015. Au 31 décembre 2015, après que le permis présidentiel nous eut été refusé, nous avons évalué notre investissement dans Keystone XL et les projets connexes, y compris le terminal d'Hardisty de Keystone, en vue d'une dépréciation. À la suite de notre analyse, nous avons établi que la valeur comptable de ces actifs n'était plus recouvrable et avons constaté une charge non monétaire totale de dépréciation de 3,7 G\$ (2,9 G\$ après impôt). La charge de dépréciation était fondée sur l'excédent de la valeur comptable de 4,3 G\$ par rapport à la juste valeur de 621 M\$, ce qui comprend une juste valeur de 93 M\$ pour le terminal d'Hardisty de Keystone. Le calcul de cette dépréciation est décrit plus en détail à la rubrique <i>Autres renseignements — Estimations comptables critiques</i> du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. En novembre 2015, nous avons retiré notre demande d'autorisation du tracé pour le projet Keystone XL que nous avons déposée auprès de la PSC de l'État du Nebraska. Cette demande avait été déposée initialement en octobre 2015. Ce retrait ne porte aucun préjudice, car il ne nous empêche pas de déposer une autre demande si nous décidons de poursuivre le projet. |

| Date | Description du fait nouveau |
|--------------------|--|
| 2016 | <p>Le 5 janvier 2016, la Public Utilities Commission (la PUC) du Dakota du Sud a accepté l'accréditation de Keystone XL stipulant qu'elle continuait de se conformer aux conditions de son permis existant de 2010 dans cet État. Le 6 janvier 2016, nous avons déposé un avis d'intention afin de présenter une demande en vertu du chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) en réponse à la décision de l'administration américaine de refuser d'accorder un permis présidentiel pour le pipeline Keystone XL au motif que le refus était arbitraire et injustifié. En présentant une demande en vertu de l'ALENA, nous tentions de récupérer plus de 15 G\$ US en coûts engagés et en dommages que nous estimions avoir subis par suite du non-respect par l'administration américaine de ses obligations aux termes de l'ALENA. En juin 2016, nous avons présenté une demande d'arbitrage dans le cadre d'un litige nous opposant au gouvernement américain en vertu de la <i>Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre États et ressortissants d'autres États</i>, du <i>Règlement de procédure relatif à l'introduction des instances de conciliation et d'arbitrage</i> et du chapitre 11 de l'ALENA. Le 5 janvier 2016, nous avons également déposé une poursuite devant la Cour fédérale des États-Unis de Houston, au Texas, qui faisait valoir que la décision du président américain de refuser la construction de Keystone XL dépassait ses pouvoirs aux termes de la Constitution américaine. La poursuite en cour fédérale ne visait pas à obtenir des dommages-intérêts, mais plutôt une déclaration selon laquelle le refus d'accorder le permis était sans fondement juridique et aucune autre mesure présidentielle n'était requise pour que la construction du pipeline puisse s'amorcer.</p> |
| 2017 | <p>Le 24 janvier 2017, le président des États-Unis a signé un mémorandum présidentiel invitant TransCanada à déposer une nouvelle demande de permis présidentiel américain. Le 26 janvier 2017, nous avons déposé une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État pour le projet. En février 2017, nous avons présenté auprès de la PSC une demande d'approbation du tracé de l'oléoduc Keystone XL à travers l'État. En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel américain autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du projet Keystone XL. Nous avons retiré notre réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'ALENA ainsi que notre contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains. Plus tard en mars 2017, deux poursuites contestant la validité du permis présidentiel ont été intentées devant la Cour de district de l'État du Montana. Nous avons déposé, de même que le gouvernement américain, des requêtes demandant le rejet de ces poursuites, requêtes qui ont été refusées le 22 novembre 2017. La Cour entendra donc les requêtes en jugement sommaire. En juillet 2017, nous avons lancé un appel de soumissions sollicitant de nouveaux engagements fermes des parties intéressées à l'égard du transport de pétrole brut sur le pipeline Keystone et pour le projet Keystone XL depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique. L'appel de soumissions fructueux s'est conclu le 26 octobre 2017. Le 20 novembre 2017, nous avons obtenu l'approbation de la PSC pour le tracé de rechange de la canalisation principale. Le 24 novembre 2017, nous avons présenté une requête auprès de la PSC pour que celle-ci réexamine sa décision et nous autorise à soumettre une demande modifiée qui respecterait sa décision et réglerait certains problèmes posés par leur choix du nouveau tracé, requête qui a été rejetée le 19 décembre 2017. Le 27 décembre 2017, des parties opposées au projet Keystone XL et des intervenants dans la procédure réglementaire entourant le projet au Nebraska ont porté en appel la décision de la PSC et ont demandé à ce que la décision soit infirmée. TransCanada soutient la décision de la PSC et participera activement à la procédure d'appel afin de défendre cette décision. En janvier 2018, nous avons obtenu un soutien commercial suffisant pour entreprendre la préparation de la construction pour le projet Keystone XL. Sous réserve de certaines conditions, nous prévoyons amorcer la construction primaire en 2019 et, une fois entreprise, la construction devrait nécessiter environ deux ans.</p> |
| Énergie Est | |
| 2015 | <p>En avril 2015, nous avons annoncé que nous n'allions pas procéder à la construction du terminal maritime proposé et du terminal de réservoirs connexe à Cacouna, au Québec, en raison de la reclassification recommandée des bélugas, qui sont indigènes à cet emplacement, parmi les espèces menacées. En novembre 2015, après avoir consulté les parties intéressées et les expéditeurs, nous avons annoncé l'intention de modifier la demande relative à l'oléoduc Énergie Est afin de retirer un port du Québec et d'aller de l'avant avec un seul terminal maritime, situé à Saint John, au Nouveau-Brunswick. En décembre 2015, nous avons déposé une modification à la demande relative au projet existante auprès de l'ONÉ qui ajustait le tracé, l'étendue et le coût en capital proposés du projet afin de refléter le peaufinage et les modifications de la portée du projet, dont le retrait du port au Québec.</p> |

| Date | Description du fait nouveau |
|-------------------------|---|
| 2016 | En mai 2016, nous avons déposé une demande consolidée auprès de l'ONÉ pour l'oléoduc Énergie Est. En juin 2016, Énergie Est a franchi une étape importante, l'ONÉ ayant annoncé que la demande relative à l'oléoduc Énergie Est était suffisamment complète pour que le processus d'examen réglementaire officiel puisse commencer. Toutefois, en août 2016, les réunions du comité d'audience ont été annulées, car trois des membres du comité d'audience de l'ONÉ se sont retirés du comité chargé d'examiner le projet en raison des craintes raisonnables de partialité alléguées à leur endroit. Le président de l'ONÉ, de même que sa vice-présidente, qui est également membre du comité d'audience, se sont retirés de toute autre responsabilité relative au projet. Par conséquent, toutes les audiences à l'égard de ce projet ont été ajournées jusqu'à nouvel ordre. |
| 2017 | Le 9 janvier 2017, l'ONÉ a nommé trois nouveaux membres permanents du comité d'audience aux fins de l'examen des projets Énergie Est et du réseau principal de l'Est. Le 27 janvier 2017, les nouveaux membres du comité d'audience de l'ONÉ ont annulé toutes les décisions prises par les anciens membres du comité d'audience, lesquelles ont été retirées du dossier d'audience officiel. Nous n'étions pas tenus de déposer à nouveau la demande et les parties n'étaient pas tenues de demander à nouveau le statut d'intervenant. Le 7 septembre 2017, nous avons demandé à l'ONÉ de suspendre son examen des demandes concernant les projets Énergie Est et du réseau principal de l'Est pour 30 jours afin de nous laisser le temps de procéder à l'examen attentif des changements, annoncés le 23 août 2017, par l'ONÉ à la liste des questions et des facteurs des évaluations environnementales se rapportant aux projets et des répercussions de ces changements sur les coûts, les calendriers et la viabilité des projets. Le 5 octobre 2017, après notre examen attentif des nouvelles circonstances, nous avons informé l'ONÉ que nous ne poursuivions pas les démarches relatives à nos demandes pour les projets Énergie Est et du réseau principal de l'Est. Nous avons également avisé le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec (MDDELCC) que nous soustrayions le projet Énergie Est du processus d'évaluation environnementale. Comme le pipeline Énergie Est devait aussi fournir des services de transport pour le pipeline Upland, nous avons aussi avisé le Département d'État en octobre 2017 que nous abandonnions le processus de demande de permis présidentiel américain pour ce projet. Nous avons évalué la valeur comptable de 1,3 G\$ des projets, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction capitalisés depuis le début du projet, et avons comptabilisé une charge hors trésorerie de 954 M\$, après impôt, dans nos résultats du quatrième trimestre de 2017. Nous avons cessé de capitaliser les fonds utilisés pendant la construction relatifs à ces projets le 23 août 2017, date à laquelle l'ONÉ a dévoilé les changements apportés à la portée des travaux. Comme il a été impossible d'obtenir une décision réglementaire à l'égard d'Énergie Est, nous ne prévoyons pas recouvrer ces coûts auprès de tiers. |
| Grand Rapids | |
| 2015 | En août 2015, nous avons annoncé la constitution d'une coentreprise formée de Grand Rapids et de Keyera Corp. (Keyera), qui fournira des services de transport du diluant par le pipeline de 20 pouces entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta. La coentreprise a été intégrée à Grand Rapids afin d'offrir à nos expéditeurs des solutions de rechange améliorées en matière d'offre de diluant. |
| 2016 | Les travaux de construction se sont poursuivis sur le pipeline Grand Rapids. Nous avons conclu un partenariat avec Brion Energy Corporation (Brion) pour réaliser le projet de pipeline Grand Rapids, dont nous sommes propriétaires à parts égales. Notre partenaire a également conclu une entente de services de transport à long terme afin de soutenir le projet. Les travaux de construction ont progressé sur le pipeline de diluant en coentreprise de 20 pouces construit entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta. La coentreprise formée par Grand Rapids et Keyera a été intégrée à Grand Rapids afin d'offrir à nos expéditeurs des solutions de rechange améliorées pour l'approvisionnement en diluant. |
| 2017 | Vers la fin d'août 2017, le pipeline Grand Rapids, dont sont copropriétaires TransCanada et Petrochina Canada Ltd. (auparavant Brion), a été mis en service. Ce réseau de transport de pétrole brut de 460 km (287 milles) relie les zones de production du nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux dans la région d'Edmonton/Heartland. |
| Northern Courier | |
| 2016 | Les travaux de construction se sont poursuivis sur le pipeline Northern Courier, qui transportera du bitume et du diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta. Le projet est pleinement soutenu par les contrats à long terme conclus avec la société en commandite Fort Hills. |
| 2017 | La mise en service commerciale du pipeline Northern Courier, réseau de pipelines d'une longueur de 90 km (56 milles), a eu lieu en novembre 2017. |

| Date | Description du fait nouveau |
|---------------------------------------|--|
| White Spruce | |
| 2016 | En décembre 2016, nous avons mené à terme une entente de transport à long terme visant le développement et la construction du pipeline White Spruce de 20 pouces, qui transporterait du pétrole brut de l'installation Horizon de Canadian Natural Resources Limited située dans le nord-est de l'Alberta au réseau d'oléoducs de Grand Rapids. Le coût en capital total du projet est d'environ 200 M\$. |
| 2018 | Au premier trimestre de 2018, nous prévoyons recevoir une décision de l'AER quant au permis réglementaire visant la construction du pipeline White Spruce, au coût de 200 M\$. En raison des retards associés au processus réglementaire, nous prévoyons que le pipeline White Spruce entrera en service en 2019. |
| Pipeline Upland | |
| 2015 | En avril 2015, nous avons déposé une demande de permis présidentiel américain pour le pipeline Upland, qui assurerait le transport du pétrole brut à partir du Dakota du Nord et entre divers points au Dakota du Nord et serait relié avec le réseau de pipelines Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan. Les contrats commerciaux que nous avons signés pour le pipeline Upland étaient conditionnels à ce que le projet d'oléoduc Énergie Est aille de l'avant. |
| 2016 | Nous avons examiné les mesures provisoires mises de l'avant par le gouvernement fédéral du Canada relativement à l'examen des projets pipeliniers afin d'en évaluer l'incidence sur le pipeline Upland. |
| 2017 | Le 5 octobre 2017, après un examen attentif des nouvelles circonstances, nous avons informé l'ONÉ que nous ne poursuivrions pas les démarches relatives à nos demandes pour les projets Énergie Est et du réseau principal de l'Est. Nous avons avisé le MDDELCC que nous soustrayions le projet Énergie Est du processus d'évaluation environnementale. Comme le pipeline Énergie Est devait aussi fournir des services de transport pour le pipeline Upland, nous avons aussi avisé le Département d'État, à la même date, que nous abandonnions le processus de demande de permis présidentiel américain pour ce projet. Voir la rubrique <i>Énergie Est</i> ci-dessus. |
| Commercialisation des liquides | |
| 2015 | Nous avons créé une entreprise de commercialisation des liquides afin d'élargir notre offre à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides. Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport et le stockage du pétrole brut et l'approvisionnement en pétrole brut, passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques de pétrole brut. |

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux pipelines de liquides, y compris les changements qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours, figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Pipelines de liquides — Les rouages de notre secteur des pipelines de liquides*, *Faits marquants*, *Résultats financiers* et *Perspectives*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

ÉNERGIE

Faits nouveaux dans le secteur de l'énergie

| Date | Description du fait nouveau |
|--|--|
| ÉNERGIE AU CANADA | |
| CAE en Alberta | |
| 2015 | En juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le renouvellement et la modification du <i>Specified Gas Emitters Regulation</i> (SGER) de l'Alberta. Depuis 2007, conformément au SGER, les installations industrielles existantes qui produisent des gaz à effet de serre (GES) au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en réduire l'intensité de 12 % par rapport à une moyenne de référence établie, et une redevance sur le carbone de 15 \$ par tonne a été établie pour les émissions qui surpassent la cible. Les modifications au SGER comprenaient le relèvement de la cible de réduction des émissions, afin de la porter à 15 % en 2016 et à 20 % en 2017, de même que la hausse de la redevance sur le carbone pour la faire passer à 20 \$ par tonne en 2016 et à 30 \$ par tonne en 2017. À compter de 2018, les centrales au charbon verseront 30 \$ par tonne de CO ₂ pour les émissions qui dépassent les émissions que rejetterait la centrale alimentée au gaz naturel la plus propre de l'Alberta pour produire une quantité équivalente d'électricité. |
| 2016 | Le 7 mars 2016, nous avons transmis au Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE en Alberta. Le 22 juillet 2016, nous avons, de concert avec ASTC Power Partnership (ASTC), transmis un avis déférant l'affaire afin qu'elle soit réglée par arbitrage exécutoire conformément aux dispositions de résolution de litige des CAE. Le 25 juillet 2016, le gouvernement de l'Alberta a présenté une demande à la Cour du Banc de la Reine afin d'empêcher le Balancing Pool de permettre la résiliation d'un CAE détenu par un tiers contenant des dispositions de résiliation formulées de manière identique à celles de nos CAE. L'issue de cette demande pourrait avoir eu une incidence sur la résolution de l'arbitrage portant sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. En décembre 2016, la direction a entamé des négociations en vue de conclure un règlement avec le gouvernement de l'Alberta et a arrêté les conditions du règlement de tous les litiges relatifs à la résiliation des CAE. Le gouvernement de l'Alberta et le Balancing Pool ont accepté que nous résiliions les CAE, ce qui a entraîné le transfert de l'ensemble de nos obligations aux termes de ces CAE au Balancing Pool. Au moment du règlement définitif relatif à la résiliation des CAE, nous avons transféré au Balancing Pool un ensemble de crédits environnementaux détenus pour compenser les coûts d'émissions liés aux CAE et avons comptabilisé une charge hors trésorerie de 92 M\$ avant impôt (68 M\$ après impôt) liée à la valeur comptable de nos crédits environnementaux. Au premier trimestre de 2016, par suite de notre décision de résilier les CAE, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 240 M\$ avant impôt (176 M\$ après impôt), dont une charge de 211 M\$ avant impôt (155 M\$ après impôt) liée à la valeur comptable des CAE de Sundance A et de Sheerness et une charge de 29 M\$ avant impôt (21 M\$ après impôt) liée à notre placement en actions dans ASTC qui détenait auparavant le CAE de Sundance B. |
| Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario | |
| 2016 | La législation autorisant le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario est entrée en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016. Cette réglementation imposait une limite aux émissions de GES annuelles à l'échelle de la province à compter de janvier 2017 et créait un marché pour l'administration de l'achat et de l'échange de quotas d'émissions. En vertu de la nouvelle réglementation, l'obligation de conformité s'appliquant aux émissions de nos centrales alimentées au gaz naturel incombe aux sociétés de distribution locales, qui devront ensuite transférer les coûts connexes aux installations. L'IESO a proposé que des modifications soient apportées aux contrats pour tenir compte des coûts et des autres questions découlant de ce changement dans la législation pour les détenteurs de contrats. De façon générale, nous ne nous attendons pas à ce que cette nouvelle réglementation ait des répercussions importantes sur notre entreprise d'énergie. |
| Napanee | |
| 2015 | En janvier 2015, nous avons commencé les travaux de construction de notre centrale alimentée au gaz naturel de 900 MW au site de Lennox de l'Ontario Power Corporation (OPG) dans la ville de Greater Napanee. |
| 2017 | Les travaux de construction se sont poursuivis à la centrale. Nous prévoyons investir environ 1,3 G\$ dans l'installation de Napanee durant la construction, et l'exploitation commerciale devrait commencer au quatrième trimestre de 2018. Les coûts ont augmenté, en raison de retards dans l'échéancier de construction. Une fois que l'installation sera en service, sa production sera entièrement vendue à l'IESO pendant une période de 20 ans. |
| Bécancour | |
| 2015 | Nous avons conclu un accord avec Hydro-Québec Distribution (HQ) qui permet à cette dernière de distribuer une capacité hivernale de pointe pouvant atteindre 570 MW à partir de notre centrale de Bécancour sur une période de 20 ans à compter de décembre 2016. |

| Date | Description du fait nouveau |
|-----------------------------------|--|
| 2016 | En novembre 2016, HQ a déposé un nouveau plan d'approvisionnement sur 10 ans indiquant qu'une capacité hivernale de pointe supplémentaire provenant de Bécancour n'était pas nécessaire à l'heure actuelle. Avant ce changement, la Régie de l'énergie du Québec avait annulé sa décision initiale d'approuver l'accord. La direction ne s'attend pas à d'autres changements importants à Bécancour d'ici à ce que le prochain plan d'approvisionnement sur 10 ans soit déposé en novembre 2019. |
| Bruce Power | |
| 2015 | <p>Bruce Power a conclu un accord avec l'IESO afin de prolonger la durée de vie utile de l'installation jusqu'à la fin de 2064. Ce nouvel accord représente une prolongation et une modification importante de l'accord antérieur qui a mené à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 au site. L'accord modifié, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2016, permet à Bruce Power d'investir immédiatement dans des mesures visant à prolonger la durée de vie des réacteurs 3 à 8. Notre quote-part estimative de l'investissement dans le programme de gestion de l'actif qui sera réalisé pendant la durée de l'accord s'élève à environ 2,5 G\$ (en dollars de 2014). Notre quote-part estimative de l'investissement dans les travaux de remplacement des composantes majeures (RCM) qui devraient débiter en 2020 s'élève à environ 4 G\$ (en dollars de 2014). Dans certaines circonstances, Bruce Power et l'IESO peuvent renoncer à effectuer le reste des investissements dans les travaux de RCM si le coût excède certains seuils ou n'offre pas d'avantages économiques suffisants. L'accord a été structuré de façon à tenir compte de l'évolution des coûts des intrants au fil du temps, y compris les frais d'exploitation courants et les investissements en capital supplémentaires.</p> <p>Depuis janvier 2016, Bruce Power recevait un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh pour tous les réacteurs, qui comprenait certains éléments transférables comme le recouvrement des frais de combustible et de location. Au fil du temps, le prix uniforme est ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi à Bruce Power aux termes des programmes de gestion d'actifs et d'investissement de RCM. D'autres ajustements de prix pourraient aussi être effectués afin d'assurer une meilleure correspondance entre les produits et les coûts à long terme. Dans le cadre de cette occasion, nous avons exercé notre option visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour 236 M\$ auprès du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario. Après cette acquisition, Bruce A et Bruce B ont fusionné pour former une seule structure de partenariat dans laquelle nous détenons une participation de 48,4 %. En 2015, nous avons comptabilisé une charge de 36 M\$, qui représentait notre quote-part, au règlement de la dette de Bruce Power dans le cadre de cette fusion.</p> |
| 2016 | Bruce Power a émis des obligations et effectué un prélèvement sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre d'un programme de financement visant à financer son programme d'immobilisations et à verser des distributions à ses partenaires. Les distributions que nous avons reçues de Bruce Power au deuxième trimestre de 2016 comprenaient 725 M\$ provenant de ce programme de financement. |
| 2017 | En février 2017, Bruce Power a émis des billets de rang supérieur sur les marchés financiers dans le cadre de son programme de financement et a distribué 362 M\$ à TransCanada. |
| Énergie solaire en Ontario | |
| 2017 | Le 24 octobre 2017, nous avons conclu une entente visant la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario, qui regroupaient huit installations et dont la capacité de production combinée s'établissait à 76 MW, à Axium Infinity Solar LP. Le 19 décembre 2017, nous avons conclu la vente pour la somme de 541 M\$, ce qui a donné lieu à un gain de 127 M\$ (136 M\$ après impôt). |

| Date | Description du fait nouveau |
|---|---|
| INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS | |
| Monétisation de l'entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis | |
| 2016 | En novembre 2016, nous avons annoncé la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et de Kibby Wind à Helix Generation, LLC, membre du même groupe que LS Power Equity Advisors, ainsi que la vente de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, membre du même groupe qu'ArLight Capital Partners LLC. |
| 2017 | En avril 2017, nous avons conclu la vente de TC Hydro à Great River Hydro, LLC pour la somme de 1,07 G\$ US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, et comptabilisé un gain de 715 M\$ (440 M\$ après impôt). En juin 2017, nous avons conclu la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et de Kibby Wind à Helix Generation, LLC pour la somme de 2,029 G\$ US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. En plus des pertes d'environ 829 M\$ avant impôt (863 M\$ après impôt) que nous avons comptabilisées en 2016 à la conclusion des accords visant la vente de ces actifs, une perte supplémentaire d'environ 211 M\$ avant impôt (167 M\$ après impôt) a été inscrite en 2017 et se rapportait principalement à un rajustement du prix d'achat et aux coûts de réparation découlant d'une interruption de service imprévue à Ravenswood avant la clôture, en partie compensés par des indemnités d'assurance correspondant à une partie des coûts de réparation en question. Le produit des ventes a servi à éteindre en entier les facilités de crédit-relais résiduelles qui avaient en partie financé l'acquisition de Columbia. Le 22 décembre 2017, nous avons conclu un accord afin de vendre nos contrats de vente au détail d'électricité aux États-Unis dans le cadre de la cessation progressive continue de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. La clôture de l'opération devrait avoir lieu au premier trimestre de 2018, sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et d'autres approbations. |
| Ironwood | |
| 2016 | En février 2016, nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, d'une capacité nominale de 778 MW, pour une contrepartie en espèces de 653 M\$ US compte tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition. La centrale Ironwood fournit de l'énergie au marché de l'électricité de la région de PJM Interconnection. Voir la rubrique <i>Monétisation de l'entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis</i> ci-dessus. |

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs à l'énergie, y compris les changements qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours, figurent dans le rapport de gestion aux rubriques **Au sujet de la société — Notre stratégie, Énergie — Les rouages de notre secteur de l'énergie, Faits marquants, Résultats financiers** et **Perspectives**, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Activités de TransCanada

Nous sommes une société d'infrastructure énergétique nord-américaine de pointe dont les principales activités sont axées sur les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Nos produits tirés de l'exploitation par secteur pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 figurent à la rubrique **Au sujet de la Société — Trois entreprises essentielles — Points saillants des résultats financiers de 2017 — Résultats consolidés** du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Le texte qui suit décrit chacune des trois entreprises essentielles de TransCanada.

GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs transporte du gaz naturel à partir de bassins d'approvisionnement jusqu'à des sociétés de distribution locales, à des installations de production d'électricité, à des installations individuelles, à des pipelines de raccordement et à d'autres entreprises un peu partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre entreprise de gazoducs est divisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique, à savoir les gazoducs canadiens, les gazoducs américains et les gazoducs mexicains.

Une description des gazoducs et des actifs de stockage de gaz naturel réglementés que nous exploitons et d'autres renseignements sur nos pipelines, les faits nouveaux et possibilités, les faits nouveaux importants en matière de réglementation et notre position concurrentielle en ce qui concerne notre entreprise de gazoducs figurent aux rubriques **Entreprise de gazoducs, Gazoducs — Canada, Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Mexique** du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

PIPELINES DE LIQUIDES

Notre infrastructure existante relative aux pipelines de liquides relie les sources d'approvisionnement en pétrole brut de l'Alberta aux marchés américains du raffinage en Illinois et en Oklahoma, de même que les sources d'approvisionnement en pétrole brut américaines du carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, aux marchés du raffinage et de l'exportation de la côte américaine du golfe du Mexique. Nous assurons également le transport de liquides en Alberta. Notre infrastructure future proposée de pipelines élargirait l'accès du pétrole brut canadien et américain vers les principaux marchés. Nous pourrions aussi étendre notre offre de services de transport à d'autres secteurs de la chaîne de valeur relative aux pipelines de liquides.

Une description des pipelines et des biens que nous exploitons et d'autres renseignements sur nos pipelines, les faits nouveaux et possibilités, les faits nouveaux importants en matière de réglementation et notre position concurrentielle en ce qui concerne notre entreprise de pipelines de liquides figurent à la rubrique **Pipelines de liquides** du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

RÉGLEMENTATION DES GAZODUCS ET DES PIPELINES DE LIQUIDES

Canada

Gazoducs

Le réseau de NGTL, le réseau principal au Canada et le réseau Foothills (collectivement, les **Réseaux**) sont réglementés par l'ONÉ aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). L'ONÉ réglemente la construction et l'exploitation des installations ainsi que les conditions des services, y compris les taux, pour ces réseaux de transport de gaz naturel réglementés canadiens.

L'ONÉ approuve les droits et les services qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts du transport du gaz naturel, notamment le rendement du capital (amortissement) et le rendement sur la base d'investissement moyenne de chacun des Réseaux. De façon générale, les gazoducs canadiens demandent que l'ONÉ approuve le coût du service et les droits du pipeline une fois l'an et récupèrent ou remboursent l'écart entre les produits et les coûts réels et prévus au cours des années subséquentes. Le réseau principal au Canada recourt toutefois à un arrangement à droits fixes pour ses services de transport garanti à plus long terme et a la possibilité d'établir les prix de ses services à plus court terme et de ses services discrétionnaires de façon à maximiser le produit de ses activités ordinaires. Une entente supplémentaire pour la période allant de 2018 à 2020 visant le réseau principal au Canada a été déposée auprès de l'ONÉ en décembre 2017 pour approbation. De plus amples renseignements sur le règlement avec les SDL pour le réseau principal au Canada et l'entente supplémentaire figurent ci-dessus à la rubrique ***Développement général de l'activité — Gazoducs — Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens — Règlement relatif au réseau principal au Canada***. Par ailleurs, le réseau de NGTL a terminé en 2017 la deuxième année de son entente de règlement, et des discussions sont en cours avec des parties intéressées en vue d'établir une nouvelle entente qui s'appliquerait à compter de 2018.

Les nouvelles installations sur les Réseaux ou qui y sont associées sont approuvées par l'ONÉ avant leur mise en chantier et l'ONÉ réglemente l'exploitation de chacun des Réseaux. Le résultat net des Réseaux varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, du RCA autorisé et de la possibilité de produire des revenus incitatifs.

Projet de GNL de la côte Ouest — projet de gazoduc

Le projet de gazoduc Costal GasLink est proposé et développé principalement sous le régime réglementaire administré par l'OGC et le BCEAO. L'OGC est responsable de la supervision des activités pétrolières et gazières en Colombie-Britannique, notamment l'exploration, le développement, le transport par pipeline et la remise en état. Le BCEAO est un organisme qui gère l'examen des principaux projets proposés en Colombie-Britannique, comme l'exige la *Environmental Assessment Act* de la Colombie-Britannique.

Pipelines de liquides

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, la construction et l'exploitation du tronçon canadien du réseau de pipelines Keystone. Les tarifs du service de transport pour le réseau de pipelines Keystone sont calculés conformément à une méthodologie convenue dans les conventions de services de transport intervenues entre Keystone et ses expéditeurs et approuvée par l'ONÉ. Les pipelines Northern Courier et Grand Rapids sont réglementés par l'AER. L'AER réglemente la construction et l'exploitation des pipelines et des installations associées en Alberta.

Projets de pipelines de liquides

Le pipeline White Spruce est en cours de développement et est assujéti principalement au régime réglementaire administré par l'AER. L'AER administre les approbations requises pour la construction et l'exploitation des oléoducs et des installations associées conformément à la *Directive 56*, les approbations visant à obtenir un droit de passage en vertu de la *Public Land Act* et les approbations environnementales en vertu de la *Environmental and Protection Enhancement Act*.

États-Unis

Gazoducs

TransCanada est assujettie à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux, étatiques et locaux, notamment ceux dont il est question plus précisément ci-dessous.

Les gazoducs dont la Société est entièrement ou partiellement propriétaire aux États-Unis sont considérés comme des *sociétés de gaz naturel* (*natural gas companies*), sont régis par la *Natural Gas Act of 1938* et la *Natural Gas Policy Act of 1978* et sont assujettis aux pouvoirs de la FERC. En vertu de la *Natural Gas Act of 1938*, la FERC régit la construction, l'acquisition et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes utilisés pour le transport et la vente de gaz naturel dans le cadre du commerce entre États, y compris le prolongement, l'agrandissement ou la cessation d'exploitation de ces installations. La FERC a également le pouvoir de fixer les tarifs et les frais du transport et du stockage du gaz naturel dans le cadre du commerce entre États.

TransCanada est titulaire de certificats d'utilité publique délivrés par la FERC qui l'autorisent à exploiter les gazoducs, les installations et les biens actuellement en exploitation ainsi qu'à transporter et à stocker du gaz naturel dans le cadre du commerce entre États. Nos activités réglementées de stockage de gaz naturel comptent également des installations qui sont régies par la FERC. La Société est par ailleurs assujettie à la *Natural Gas Pipeline Safety Act of 1968* et à la *Pipeline Safety Improvement Act of 2002*, qui régissent la sécurité des gazoducs.

Pipelines de liquides

La FERC réglemente les conditions de desserte, y compris les tarifs de transport, des pipelines de liquides entre les États, dont le tronçon américain du réseau de pipelines Keystone et des installations Marketlink. Le choix de l'emplacement et la construction des installations pipelinaires sont régis par l'organisme de réglementation de l'État dans lequel ces installations sont situées. La sécurité des pipelines est régie par la PHMSA. Les pipelines de liquides qui traversent la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis, comme les pipelines Keystone et Keystone XL, doivent obtenir un permis présidentiel du Département d'État.

Mexique

Gazoducs

Les pipelines de TransCanada au Mexique sont réglementés par la Comisión Reguladora de Energía (CRE), qui approuve la construction des nouvelles installations pipelinaires et l'exploitation courante de l'infrastructure. Les tarifs, les services et les taux connexes associés à nos pipelines au Mexique sont approuvés; toutefois, les contrats qui soutiennent la construction et l'exploitation des installations sont des contrats de taux fixes négociés à long terme. Ces taux ne peuvent être modifiés que dans des circonstances précises comme certains cas de force majeure ou des modifications aux lois.

ÉNERGIE

Notre secteur de l'énergie compte des actifs de production d'électricité et des actifs de stockage du gaz naturel non réglementés.

Le secteur de l'énergie comporte une capacité de production en service d'environ 6 100 MW dont nous sommes propriétaires et une capacité de production d'environ 900 MW que nous sommes en train d'aménager. Nos actifs de production d'électricité sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona et sont alimentés au gaz naturel, à l'énergie nucléaire et à l'énergie éolienne. La grande majorité de ces actifs sont visés par des contrats à long terme.

Nous sommes propriétaires-exploitants d'une capacité de stockage du gaz naturel non réglementée d'environ 118 Gpi³ en Alberta et détenons un contrat avec un tiers pour du stockage supplémentaire, représentant au total près du tiers de la capacité de stockage totale de la province.

Nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis ont été vendus au deuxième trimestre de 2017, et le 22 décembre 2017, nous avons conclu un accord afin de vendre nos contrats de vente au détail d'électricité aux États-Unis dans le cadre de la cessation progressive continue de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. La clôture de l'opération devrait avoir lieu au premier trimestre de 2018, sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et d'autres approbations.

De plus amples renseignements sur les actifs énergétiques que nous exploitons et les actifs énergétiques actuellement en construction, ainsi que sur nos avoirs dans le secteur de l'énergie, les faits nouveaux importants et les possibilités en ce qui concerne notre entreprise d'énergie figurent à la rubrique **Énergie** du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Généralités

EMPLOYÉS

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TransCanada, TCPL, comptait 6 779 employés, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

| | |
|---|--------------|
| Calgary (comprend les employés américains travaillant au Canada) | 2 530 |
| Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary) | 547 |
| Est du Canada | 319 |
| Houston (comprend les employés canadiens travaillant aux États-Unis) | 759 |
| Midwest des États-Unis | 708 |
| Nord-est des États-Unis | 277 |
| Sud-est des États-Unis/côte américaine du golfe du Mexique (à l'exclusion de Houston) | 1 296 |
| Côte ouest des États-Unis | 75 |
| Mexique | 268 |
| Total | 6 779 |

RESTRUCTURATION ET TRANSFORMATION DE L'ENTREPRISE

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise. Même si notre stratégie d'entreprise demeure la même, nous avons entrepris cette initiative en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles. Pour de plus amples renseignements sur la restructuration et la transformation de notre entreprise, se reporter au rapport de gestion à la rubrique ***Siège social — Restructuration et transformation de l'entreprise***, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

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

Le comité santé, sécurité et environnement (SSE) du conseil surveille le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus et les risques associés à la sécurité du personnel et à l'environnement et supervise le respect de nos programmes sur la SSE au moyen de rapports réguliers de la direction. Nous utilisons un système de gestion intégré qui établit un cadre pour la gestion de ces risques et qui sert à saisir, organiser, consigner et améliorer nos politiques, nos programmes et nos procédures connexes et en suivre l'évolution.

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

- planification – évaluation du risque et des règlements, établissement des objectifs et des cibles et définition des rôles et des responsabilités
- mise en œuvre – élaboration et mise en œuvre de programmes, de procédures et de normes de gestion du risque opérationnel
- rapports – déclaration des incidents et enquête sur ceux-ci et surveillance du rendement
- action – activités d'assurance et examen du rendement par la direction

Le comité SSE examine le rendement en ce qui concerne la SSE et la gestion du risque opérationnel. Il reçoit des rapports détaillés sur les questions qui suivent :

- la gouvernance générale en matière de SSE;
- les critères de rendement opérationnel et d'entretien préventif;
- les programmes d'intégrité des actifs;
- la préparation aux situations d'urgence et la réponse et l'évaluation en cas d'incident;
- les critères de rendement en matière de sécurité du personnel et des processus;
- notre programme environnemental;
- l'évolution de la législation et de la réglementation applicables et le respect de celles-ci, y compris la législation et la réglementation se rapportant à l'environnement.

Le comité SSE reçoit aussi des mises à jour sur des centres d'intérêt particuliers de l'examen de la gestion du risque associé à l'exploitation et à la construction qui est mené par la direction ainsi que les résultats et les plans de mesures correctives émanant des audits effectués à l'interne et par des tiers. Des renseignements concernant les effets financiers et au plan de l'exploitation des exigences en matière de protection environnementale sur les dépenses en immobilisations, les profits ou les pertes et la position

concurrentielle de TransCanada figurent dans le rapport de gestion à la rubrique **Autres renseignements — Risques et gestion des risques — Santé, sécurité et environnement**, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. En règle générale, le comité ou le président du comité effectue chaque année une visite de l'un de nos actifs existants ou de nos projets en développement dans le cadre de sa responsabilité de contrôler et d'examiner nos pratiques en matière de SSE. De plus, le conseil et le comité effectuent chaque année une visite conjointe de site.

Santé et sécurité

La sécurité, qui est l'une des valeurs d'entreprise de TransCanada, fait partie de la culture de travail de nos employés. Chaque année, nous établissons des buts fondés sur l'amélioration durable, d'année en année, de nos résultats en matière de sécurité et sur l'atteinte ou le dépassement des normes de l'industrie.

La sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et du public ainsi que l'intégrité de notre infrastructure énergétique et relative aux pipelines sont hautement prioritaires. Tous les nouveaux actifs sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu que lorsque toutes les exigences imposées sont remplies.

TransCanada effectue chaque année des exercices d'intervention en cas d'urgence afin d'assurer une coordination efficace entre la Société, les intervenants d'urgence locaux, les organismes de réglementation et les représentants de gouvernement en cas d'urgence. TransCanada utilise le système de commandement des interventions qui favorise une approche unifiée à l'égard des interventions d'urgence auprès des membres de la communauté. TransCanada offre par ailleurs une formation annuelle à tout son personnel sur le terrain sous forme d'exercices sur table, de formation en ligne et de formation dirigée par les fournisseurs.

Risque, conformité et responsabilités en matière d'environnement

Nous maintenons un programme environnemental afin de minimiser les incidences environnementales défavorables éventuelles, y compris les risques relatifs aux changements climatiques. Ce programme définit les obligations qui nous incombent afin de gérer de façon proactive et systématique les risques environnementaux pendant la durée de vie de nos actifs.

Nos actifs sont assujettis à des lois et des règlements fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux sur l'environnement qui régissent la protection de l'environnement, notamment les émissions dans l'atmosphère et les émissions de GES, la qualité de l'eau, les espèces menacées, l'évacuation des eaux usées et la gestion des déchets. L'exploitation de nos actifs nécessite l'obtention et le respect de bon nombre d'enregistrements, de licences, de permis et d'autres approbations de nature environnementale ou le respect de nombreuses exigences en matière d'environnement. Le non-respect pourrait entraîner l'imposition de pénalités et amendes administratives, civiles ou criminelles, de mesures correctives et/ou le prononcé d'ordonnances concernant les activités futures.

Grâce à la mise en application de notre programme environnemental, nous assurons une surveillance continue de nos installations afin de faire en sorte qu'elles respectent toutes les exigences en matière d'environnement. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part et, lorsque les risques sont incertains ou pourraient compromettre notre capacité à exploiter efficacement notre entreprise, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Politiques sociales

TransCanada a mis en place un certain nombre de politiques, de principes directeurs et de pratiques afin d'aider à gérer les relations avec les autochtones et les parties intéressées. Nous avons adopté un code d'éthique des affaires (le **code**) qui s'applique à l'ensemble des employés, des dirigeants et des administrateurs ainsi qu'aux employés contractuels de TransCanada et de ses filiales en propriété exclusives et des entités qu'elle exploite dans les pays où nous exerçons des activités. Tous les employés (y compris les membres de la haute direction) et les administrateurs doivent attester de leur conformité au code.

Notre approche envers les autochtones et les parties intéressées se fonde sur la nécessité de nouer des relations, le respect mutuel et la confiance tout en reconnaissant les valeurs, les besoins et les intérêts propres à chaque communauté. La Déclaration de TransCanada sur la participation des parties intéressées offre la structure nécessaire pour guider les comportements et les actes de nos équipes, en assurant qu'elles comprennent bien leurs responsabilités, qu'elles fassent preuve de respect et de courtoisie et qu'elles prennent l'opportunité de répondre à chaque partie intéressée.

Les politiques de TransCanada en matière de relations avec les autochtones et les amérindiens sont guidées par des principes de confiance, de respect et de responsabilité. Nous travaillons avec les groupes autochtones afin de trouver des solutions et des avantages mutuellement acceptables. Ces politiques reconnaissent la diversité et l'unicité de chaque groupe autochtone, la signification de la terre et l'importance de bâtir des relations basées sur le respect mutuel et la confiance.

TransCanada s'est également dotée d'un programme anticorruption, qui comporte une politique anticorruption, de la formation en ligne offerte annuellement à tout le personnel, de la séance de formation en personne offerte à tous les employés qui travaillent dans des secteurs plus à risque de notre entreprise, un processus de contrôle diligent des fournisseurs et des entrepreneurs et la vérification de certains types d'opérations.

Nous nous efforçons d'améliorer continuellement la façon dont nous abordons les questions environnementales, sociales et économiques liées à nos activités, compte tenu de leur interrelation et de leur complexité. Ces questions revêtent une grande importance pour les parties intéressées et les groupes autochtones et ont une incidence sur notre capacité à construire et à exploiter des infrastructures énergétiques.

Facteurs de risque

Le rapport de gestion contient une analyse des facteurs de risque ayant une incidence sur nous aux rubriques **Entreprise de gazoducs — Gazoducs — Risques d'entreprise, Pipelines de liquides — Risques d'entreprise et Autres renseignements — Risques et gestion des risques**, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Dividendes

Notre 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. Nos versements de dividendes actuels proviennent principalement des dividendes que TransCanada reçoit à titre d'actionnaire ordinaire unique de TCPL. Il existe des dispositions dans les divers actes de fiducie ou ententes de crédit auxquels TCPL est partie qui restreignent la capacité de TCPL à déclarer des dividendes et à en verser à TransCanada, dans certaines circonstances, et, si ces restrictions devaient s'appliquer, elles pourraient avoir, à leur tour, une incidence sur notre capacité à déclarer ou à verser des dividendes. Aux termes des billets de fiducie émis par TransCanada Trust (filiale fiduciaire de financement appartenant en propriété exclusive à TCPL) et des ententes connexes, dans certaines circonstances, y compris lorsque les porteurs des billets de fiducie reçoivent des actions privilégiées dans un cas de report de TCPL au lieu de versements d'intérêt en espèces et lorsque des actions privilégiées issues de l'échange sont émises aux porteurs de billets de fiducie à la suite de certains événements associés à la faillite, il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de verser des dividendes sur leurs actions privilégiées en circulation ou de racheter ces actions (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes ces actions privilégiées issues de l'échange ou dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. De plus amples renseignements sur ces billets de fiducie figurent à la rubrique **Situation financière — Émission de billets subordonnés de rang inférieur** du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. La direction de TransCanada est d'avis que ces dispositions ne restreignent actuellement pas la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes.

Les dividendes sur nos actions privilégiées sont payables trimestriellement si le conseil en déclare et au moment où le conseil en déclare. Les dividendes déclarés sur nos actions ordinaires et privilégiées au cours des trois derniers exercices clos et l'augmentation du dividende trimestriel par action ordinaire sur nos actions ordinaires en circulation pour le trimestre se terminant le 31 mars 2018 sont indiqués dans le rapport de gestion à la rubrique **Au sujet de la Société — Points saillants des résultats financiers de 2017 — Dividendes**, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Description de la structure du capital

CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires et en un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang, qui peuvent être émises en séries. Le nombre d'actions ordinaires et d'actions privilégiées émises et en circulation à la fin de l'exercice est indiqué dans le rapport de gestion à la rubrique **Situation financière — Information sur les actions**, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. Le texte qui suit est une description des principales caractéristiques de chacune de ces catégories d'actions.

Actions ordinaires

Chaque action ordinaire confère à son porteur une voix à toutes les assemblées des actionnaires, sauf celles où seuls les porteurs d'une autre catégorie d'actions précise sont habilités à voter, et, sous réserve des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions se rattachant aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang, en tant que catégorie ou série, ainsi qu'à toute autre catégorie ou série d'actions de TransCanada de rang supérieur aux actions ordinaires, confère à son porteur le droit de recevoir : (i) des dividendes, lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration, par

prélèvement sur les actifs de TransCanada dûment applicables au paiement des dividendes au montant, au moment et au lieu ou aux lieux que le conseil peut fixer; (ii) au reliquat des biens de TransCanada lors de sa dissolution.

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

TransCanada a un régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (RRD) aux termes duquel les porteurs admissibles d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en espèces pour obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. À l'heure actuelle, les actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % par rapport à leur cours, plutôt que d'être achetées sur le marché libre, aux fins de la participation au RRD. Les participants peuvent également verser des sommes supplémentaires pouvant atteindre 10 000 \$ par trimestre pour acheter des actions ordinaires supplémentaires. Les achats supplémentaires ne font l'objet d'aucun escompte. Les participants n'ont à payer aucun courtage ni autres frais d'opérations pour les achats faits aux termes du RRD.

TransCanada a également un régime de rémunération à base d'actions permettant à certains employés d'acquérir des actions ordinaires de TransCanada à l'exercice des options attribuées dans le cadre de ce régime. Les prix d'exercice des options correspondent au cours de clôture à la Bourse de Toronto (TSX) le dernier jour de bourse précédant immédiatement la date d'attribution. Les options attribuées aux termes 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 décrites ci-après.

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

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

Les dispositions rattachées aux actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie peuvent être modifiées uniquement avec l'approbation des porteurs d'actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie. Cette approbation devant être donnée par les porteurs des actions privilégiées de premier rang peut être donnée par le vote affirmatif des porteurs de non moins de 66% % 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 porteurs des actions privilégiées de série 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 15 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe payables trimestriellement, lorsque le conseil en déclare, qui seront rajustés périodiquement à dates fixes, à un taux annualisé correspondant à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans alors en vigueur, calculé au début de la période de cinq ans applicable, et d'une majoration telle qu'indiquée dans le tableau ci-dessous (sous réserve, dans le cas des actions privilégiées de série 13 et 15, d'un taux rajusté minimum fixe de 5,50 % et de 4,90 %, respectivement), et ils ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 et 16 à dividende cumulatif rachetables, respectivement, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion indiquées dans le

tableau ci-dessous. TransCanada peut racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 15 aux dates de conversions indiquées dans le tableau ci-dessous en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

Les porteurs des actions privilégiées de série 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 et 16 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables trimestriellement, lorsque le conseil en déclare, à un taux annualisé correspondant à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours alors en vigueur, recalculé trimestriellement, et d'une majoration telle qu'indiquée dans le tableau ci-dessous, et ils ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 15 respectivement, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion indiquées dans le tableau ci-dessous. TransCanada peut racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 et 16 après leur date de rachat initial respective indiquée dans le tableau ci-dessous en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats effectués aux date de rachat indiquées dans le tableau ci-dessous ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats effectués à toute autre date, majorée dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 et 16 ont le droit de recevoir, en priorité sur les porteurs des actions ordinaires ou de toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de premier rang, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

| Série d'actions privilégiées de premier rang | Date de rachat initial | Dates de conversion/rachat | Écart (%) |
|--|------------------------|--|-----------|
| Actions privilégiées de série 1 | 31 décembre 2014 | 31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite | 1,92 |
| Actions privilégiées de série 2 | — | 31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite | 1,92 |
| Actions privilégiées de série 3 | 30 juin 2015 | 30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite | 1,28 |
| Actions privilégiées de série 4 | — | 30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite | 1,28 |
| Actions privilégiées de série 5 | 30 janvier 2016 | 30 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite | 1,54 |
| Actions privilégiées de série 6 | — | 30 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite | 1,54 |
| Actions privilégiées de série 7 | 30 avril 2019 | 30 avril 2019 et tous les cinq ans par la suite | 2,38 |
| Actions privilégiées de série 8 | — | 30 avril 2024 et tous les cinq ans par la suite | 2,38 |
| Actions privilégiées de série 9 | 30 octobre 2019 | 30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite | 2,35 |
| Actions privilégiées de série 10 | — | 30 octobre 2024 et tous les cinq ans par la suite | 2,35 |
| Actions privilégiées de série 11 | 30 novembre 2020 | 30 novembre 2020 et tous les cinq ans par la suite | 2,96 |
| Actions privilégiées de série 12 | — | 28 novembre 2025 et tous les cinq ans par la suite | 2,96 |
| Actions privilégiées de série 13 | 31 mai 2021 | 31 mai 2021 et tous les cinq ans par la suite | 4,69 |
| Actions privilégiées de série 14 | — | 29 mai 2026 et tous les cinq ans par la suite | 4,69 |
| Actions privilégiées de série 15 | 31 mai 2022 | 31 mai 2022 et tous les cinq ans par la suite | 3,85 |
| Actions privilégiées de série 16 | — | 31 mai 2027 et tous les cinq ans par la suite | 3,85 |

À moins de dispositions contraires dans la LCSA, les porteurs respectifs des actions privilégiées de premier rang de chaque série en circulation n'ont pas de droits de vote et n'ont pas le droit de recevoir un avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins que TransCanada n'ait omis de verser huit dividendes trimestriels sur cette série d'actions privilégiées, consécutifs ou non, auquel cas les porteurs des actions privilégiées de premier rang de la série visée 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 premier rang de cette série, jusqu'à ce que tous les dividendes arriérés aient été versés. Sous réserve de la LCSA, les dispositions relatives aux séries se rattachant aux actions privilégiées de premier rang peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs de la série visée d'actions en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquées à cette fin et à laquelle un quorum est atteint.

Actions privilégiées de deuxième rang

Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de deuxième rang sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, si ce n'est que les actions privilégiées deuxième rang sont de rang inférieur

aux actions privilégiées de premier rang en ce qui concerne le paiement des dividendes, le remboursement de capital et la distribution de l'actif de TransCanada en cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada.

Notes

Bien que TransCanada Corporation n'ait pas émis de titres de créance, Moody's Investors Service, Inc. (Moody's), S&P Global Ratings (S&P) et Fitch Ratings Inc. (Fitch) lui ont attribué des notes et S&P, Fitch et DBRS Limited (DBRS) ont aussi attribué des notes à ses actions privilégiées en circulation. Moody's lui a attribué une note d'émetteur Baa1 avec perspectives stables, S&P lui a attribué une note à long terme de « A- » avec perspectives négatives et Fitch lui a attribué une note à long terme de A- avec perspectives stables. TransCanada Corporation ne prévoit pas actuellement émettre des titres de créance au public en son propre nom et il est prévu que ses besoins de financement par emprunt futurs continueront d'être financés principalement par l'intermédiaire de sa filiale, TCPL, et de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement appartenant en propriété exclusive à TCPL. Le tableau ci-après indique les notes qui sont actuellement attribuées aux catégories de titres en circulation de la Société, de TCPL, de TransCanada Trust et de filiales qui ont fait l'objet d'une notation par Moody's, S&P, Fitch et DBRS :

| | Moody's | S&P | Fitch | DBRS |
|---|------------|----------|--------|-------------|
| Titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL | | | | |
| Déventures | A3 | A- | A- | A (bas) |
| Billets à moyen terme | A3 | A- | A- | A (bas) |
| Billets subordonnés de rang inférieur de TCPL | Baa1 | BBB | BBB | BBB |
| Billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust | Baa2 | BBB | BBB | Non notés |
| Actions privilégiées de TransCanada Corporation | Non notées | P-2 | BBB | Pfd-2 (bas) |
| Papier commercial (américain) (de TCPL et garanti par TCPL) | P-2 | A-2 | F2 | Non noté |
| Papier commercial (canadien) (de TCPL et garanti par TCPL) | P-2 | Non noté | F2 | R-1 (bas) |
| Tendance/Perspective en matière de notation | Stable | Négative | Stable | Stable |

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

La Société, TCPL, TransCanada Trust et leurs filiales ont versé des honoraires à Moody's, à S&P, à Fitch et à DBRS pour les notes que celles-ci ont attribuées à chacune de leurs catégories de titres en circulation mentionnées ci-dessus. En plus des honoraires de surveillance annuels pour la Société et TCPL et leurs titres notés, des paiements supplémentaires ont été faits à Moody's, à S&P et à DBRS à l'égard d'autres services fournis dans le cadre de l'acquisition de Columbia.

Les renseignements concernant nos notes visent nos frais de financement, nos liquidités et nos activités. Certains facteurs pourraient avoir une incidence sur la disponibilité de nos options de financement, notamment les conditions et les perspectives relatives aux marchés mondiaux des capitaux et notre rendement financier. Notre accès aux marchés des capitaux pour obtenir les capitaux requis à des taux concurrentiels est influencé par la note et la perspective de notation que nous avons reçues d'agences de notation comme Moody's, S&P, Fitch et DBRS. Si nos notes subissaient une révision à la baisse, les frais de financement de TransCanada et les émissions éventuelles de titres de créance pourraient être défavorablement touchés. Une description des notes attribuées par les agences de notation indiquées dans le tableau ci-dessus est donnée ci-après.

MOODY'S

Moody's a différentes échelles de notation pour les obligations à court et à long terme. Les modificateurs numériques 1, 2 et 3 sont joints à chaque catégorie de notation allant de Aa jusqu'à Caa. Le modificateur 1 indique que l'obligation se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, le modificateur 2, une note médiane et le modificateur 3, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique. La note A3 attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL arrive au troisième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme. Les obligations qui ont reçu la note A sont considérés comme faisant partie de la catégorie médiane supérieure et sont assujettis à un faible risque de crédit. La note P-2 attribuée aux programmes américains de papier commercial de TCPL et garanti par TCPL arrive au deuxième rang des quatre catégories de notation pour les émetteurs de titres de créance à court terme. Les émetteurs notés P-2 ont une forte capacité à rembourser les titres de créance à court terme. La note Baa1 attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et la note Baa2 attribuée aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust arrivent au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme; les billets subordonnés de rang inférieur ont toutefois un rang supérieur dans la catégorie Baa puisqu'ils ont un qualificatif de 1, par rapport au qualificatif de 2 des billets de

fiducie subordonnés. Les obligations qui ont reçu la note « Baa » sont considérées comme étant de qualité moyenne et sont assujetties à un risque de crédit modéré, et, par conséquent, peuvent posséder certaines caractéristiques spéculatives.

S&P

S&P a divers échelons de notation pour les obligations à court et à long terme. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation particulière. La note A- attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL est la troisième note la plus élevée des 10 catégories de notation pour les obligations à long terme. La note A indique la forte capacité du débiteur à respecter son engagement financier; toutefois, l'obligation est un peu plus susceptible d'être touchée par les changements défavorables de l'évolution des événements et de la conjoncture économique que les obligations qui ont reçu des notes faisant partie de catégories de notation plus élevées. Les programmes américains de papier commercial de TCPL et garanti par TCPL se sont chacun vu attribuer la note de A-2, soit la deuxième catégorie la plus élevée sur six pour les émetteurs de titres de créance à court terme. Les émetteurs de titres de créance à court terme qui reçoivent la note A-2 ont une capacité satisfaisante à respecter leurs engagements financiers, mais ils sont un peu plus susceptibles d'être touchés par les changements défavorables de l'évolution des événements et de la conjoncture économique que les débiteurs qui ont reçu des notes faisant partie des catégories de notation supérieures. La note BBB attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust arrive au quatrième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme. La note P-2 attribuée aux actions privilégiées de TransCanada arrive au deuxième rang des huit catégories de notation pour les actions privilégiées canadiennes. Il existe une correspondance directe entre les notes précises attribuées sur l'échelle de notation pour les actions privilégiées canadiennes de S&P et l'échelle de notation pour les titres de créance à portée mondiale. Les notes BBB et P-2 attribuées aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust ainsi qu'aux actions privilégiées 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.

FITCH

Fitch a divers échelons de notation pour les obligations à court et à long terme. Les notes allant de AA à D 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 assortis d'une sûreté de TCPL est la troisième note la plus élevée des 10 catégories de notation pour les obligations à long terme. La note A indique qu'il existe une faible possibilité de risque de défaut et que la capacité du débiteur à respecter son engagement financier est considérée comme forte; toutefois, l'obligation est plus susceptible d'être touchée par les changements défavorables de l'évolution des événements et de la conjoncture économique que les obligations qui ont reçu des notes faisant partie de catégories de notation plus élevées. La note F2 attribuée aux programmes de papier commercial américain de TCPL et garanti par TCPL correspond à la deuxième catégorie la plus élevée sur sept pour les émetteurs de titres de créance à court terme. Les émetteurs qui reçoivent la note F2 ont une bonne capacité intrinsèque d'effectuer en temps opportun les paiements sur les titres de créance à court terme. La note BBB attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust arrive au quatrième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme. Les notes BBB attribuées aux actions privilégiées de TransCanada, aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust indiquent qu'il existe actuellement une faible possibilité de risque de défaut et que la capacité de paiement des obligations financières est considérée comme adéquate; toutefois, des conditions économiques ou commerciales défavorables sont plus susceptibles de compromettre la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard du titre de créance.

DBRS

DBRS a différents échelons de notation pour les actions privilégiées et les titres de créance à court et à long terme. Les désignations *haut* ou *bas* sont utilisées pour indiquer la position relative d'une note au sein de toutes les catégories de notation, sauf AAA et D et sauf dans le cas des catégories R-1 et R-2, que DBRS utilise pour noter le papier commercial et les titres de créance à court terme et qui sont assorties des sous-catégories *haut*, *moyen* et *bas*. En ce qui concerne les titres de créance à long terme et les actions privilégiées, 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 et garantis par TCPL arrive au troisième rang des 10 catégories de notation et indique une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme à l'échéance est importante. Dans l'ensemble, la solidité des titres n'est pas aussi favorable que dans le cas des catégories de notation supérieures. Les titres de créance à court terme qui ont reçu la note de R-1 (bas) peuvent être vulnérables à des événements futurs, mais les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. La note A (bas) attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL arrive au troisième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note A ont une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières est importante, mais la qualité du crédit est moindre que celle des titres qui ont reçu la note AA. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note A peuvent être vulnérables à des événements futurs mais les facteurs défavorables qui les visent sont considérés comme gérables. La note BBB attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur arrive au quatrième rang des 10 catégories de

notes pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note BBB ont une qualité de crédit satisfaisante. La capacité de paiement des obligations financières est considérée comme acceptable, mais les titres de créance à long terme qui ont reçu la note de BBB pourraient être vulnérables aux événements futurs. La note Pfd-2 (bas) attribuée aux actions privilégiées de TransCanada arrive au deuxième rang des six catégories de notation pour les actions privilégiées. La qualité de crédit des actions privilégiées qui ont reçu la note Pfd-2 est satisfaisante. La protection des dividendes et du capital demeure importante; toutefois, les bénéfices, le bilan et les ratios de couverture ne sont pas aussi solides que ceux de sociétés dont les titres ont reçu la note Pfd-1. En général, la note Pfd-2 correspond aux sociétés dont les titres de créance à long terme ont reçu la note A.

Marché pour la négociation des titres

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote de la TSX et de la New York Stock Exchange (NYSE) sous le symbole « TRP ». Le tableau suivant indique nos actions privilégiées inscrites à la cote de la TSX.

| Type | Date d'émission | Symbole boursier |
|----------------------------------|------------------------------|------------------|
| Actions privilégiées de série 1 | 30 septembre 2009 | TRP.PR.A |
| Actions privilégiées de série 2 | 31 décembre 2014 | TRP.PR.F |
| Actions privilégiées de série 3 | 11 mars 2010 | TRP.PR.B |
| Actions privilégiées de série 4 | 30 juin 2015 | TRP.PR.H |
| Actions privilégiées de série 5 | 29 juin 2010 | TRP.PR.C |
| Actions privilégiées de série 6 | 1 ^{er} février 2016 | TRP.PR.I |
| Actions privilégiées de série 7 | 4 mars 2013 | TRP.PR.D |
| Actions privilégiées de série 9 | 20 janvier 2014 | TRP.PR.E |
| Actions privilégiées de série 11 | 2 mars 2015 | TRP.PR.G |
| Actions privilégiées de série 13 | 20 avril 2016 | TRP.PR.J |
| Actions privilégiées de série 15 | 21 novembre 2016 | TRP.PR.K |

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 séries 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 13 et 15 respectivement, ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à la TSX qui ont été publiés pour les périodes indiquées :

ACTIONS ORDINAIRES

| Mois | TSX (TRP) | | | | NYSE (TRP) | | | |
|----------------|-----------|----------|--------------|-----------------------|--------------|-------------|-----------------|-----------------------|
| | Haut (\$) | Bas (\$) | Clôture (\$) | Volume des opérations | Haut (\$ US) | Bas (\$ US) | Clôture (\$ US) | Volume des opérations |
| Décembre 2017 | 63,29 \$ | 60,61 \$ | 61,18 \$ | 27 863 394 | 49,26 \$ | 47,70 \$ | 48,64 \$ | 16 561 792 |
| Novembre 2017 | 65,18 \$ | 60,80 \$ | 61,88 \$ | 33 552 507 | 51,07 \$ | 47,38 \$ | 48,03 \$ | 25 361 655 |
| Octobre 2017 | 63,40 \$ | 59,23 \$ | 61,25 \$ | 25 907 314 | 50,65 \$ | 46,24 \$ | 47,48 \$ | 19 148 833 |
| Septembre 2017 | 63,42 \$ | 60,61 \$ | 61,67 \$ | 30 997 671 | 51,85 \$ | 49,14 \$ | 49,43 \$ | 16 885 509 |
| Août 2017 | 65,11 \$ | 61,59 \$ | 63,41 \$ | 23 489 338 | 51,77 \$ | 48,88 \$ | 50,80 \$ | 16 106 392 |
| Juillet 2017 | 64,81 \$ | 61,19 \$ | 63,70 \$ | 25 912 413 | 51,81 \$ | 47,06 \$ | 51,12 \$ | 20 227 907 |
| Juin 2017 | 64,35 \$ | 61,32 \$ | 61,82 \$ | 37 258 302 | 48,49 \$ | 46,42 \$ | 47,67 \$ | 41 976 981 |
| Mai 2017 | 64,69 \$ | 61,33 \$ | 62,71 \$ | 31 563 490 | 47,73 \$ | 45,07 \$ | 46,45 \$ | 23 775 659 |
| Avril 2017 | 64,40 \$ | 60,78 \$ | 63,38 \$ | 28 179 483 | 48,20 \$ | 45,38 \$ | 46,44 \$ | 15 720 604 |
| Mars 2017 | 62,80 \$ | 60,54 \$ | 61,37 \$ | 43 585 590 | 47,02 \$ | 45,16 \$ | 46,15 \$ | 23 525 317 |
| Février 2017 | 62,88 \$ | 60,35 \$ | 61,06 \$ | 34 410 621 | 48,29 \$ | 45,75 \$ | 45,99 \$ | 18 004 202 |
| Janvier 2017 | 65,24 \$ | 60,28 \$ | 61,39 \$ | 30 801 086 | 49,77 \$ | 44,90 \$ | 47,22 \$ | 22 301 648 |

Programme d'émission au cours du marché de TransCanada Corporation

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme de distribution au cours du marché (ACM) qui nous permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TransCanada au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, en vigueur pour une période de 25 mois, sera utilisé au besoin pour nous permettre de gérer notre structure du capital au fil du temps. De plus amples renseignements sur le programme ACM figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Situation financière — Programme d'émission au cours du marché de TransCanada Corporation*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

| Mois | Actions privilégiées | | | | | | | | | | |
|-----------------------|----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|-----------|
| | Série 1 | Série 2 | Série 3 | Série 4 | Série 5 | Série 6 | Série 7 | Série 9 | Série 11 | Série 13 | Série 15 |
| Décembre 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 20,40 \$ | 19,75 \$ | 16,43 \$ | 16,09 \$ | 17,45 \$ | 17,43 \$ | 23,04 \$ | 23,73 \$ | 24,50 \$ | 26,75 \$ | 26,21 \$ |
| Bas | 19,48 \$ | 18,69 \$ | 15,70 \$ | 15,23 \$ | 16,57 \$ | 16,64 \$ | 22,15 \$ | 22,50 \$ | 23,85 \$ | 26,27 \$ | 25,75 \$ |
| Clôture | 20,11 \$ | 19,72 \$ | 16,43 \$ | 15,61 \$ | 17,20 \$ | 16,90 \$ | 22,65 \$ | 23,46 \$ | 24,50 \$ | 26,66 \$ | 26,15 \$ |
| Volume des opérations | 107 740 | 95 907 | 92 605 | 91 082 | 160 152 | 63 363 | 205 651 | 137 985 | 116 915 | 594 841 | 296 027 |
| Novembre 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 20,92 \$ | 20,20 \$ | 16,60 \$ | 16,30 \$ | 17,57 \$ | 17,45 \$ | 23,15 \$ | 23,34 \$ | 24,80 \$ | 27,05 \$ | 26,65 \$ |
| Bas | 20,13 \$ | 19,50 \$ | 16,19 \$ | 15,64 \$ | 16,90 \$ | 16,86 \$ | 22,75 \$ | 22,76 \$ | 23,94 \$ | 26,59 \$ | 26,16 \$ |
| Clôture | 20,56 \$ | 19,77 \$ | 16,30 \$ | 15,82 \$ | 17,53 \$ | 17,35 \$ | 22,99 \$ | 23,30 \$ | 24,35 \$ | 26,63 \$ | 26,22 \$ |
| Volume des opérations | 69 727 | 87 507 | 63 309 | 39 835 | 196 487 | 37 104 | 295 310 | 532 773 | 123 619 | 817 319 | 711 368 |
| Octobre 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 20,44 \$ | 20,49 \$ | 16,66 \$ | 16,50 \$ | 17,40 \$ | 17,37 \$ | 23,19 \$ | 23,25 \$ | 24,57 \$ | 26,90 \$ | 26,15 \$ |
| Bas | 20,00 \$ | 19,70 \$ | 15,80 \$ | 15,40 \$ | 16,75 \$ | 16,49 \$ | 22,01 \$ | 22,34 \$ | 23,95 \$ | 26,60 \$ | 25,94 \$ |
| Clôture | 20,43 \$ | 20,09 \$ | 16,49 \$ | 15,80 \$ | 17,20 \$ | 17,00 \$ | 23,00 \$ | 23,23 \$ | 24,04 \$ | 26,72 \$ | 26,15 \$ |
| Volume des opérations | 110 739 | 216 388 | 114 783 | 42 806 | 552 356 | 24 562 | 210 297 | 189 813 | 174 291 | 915 285 | 1 109 588 |
| Septembre 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 20,21 \$ | 20,25 \$ | 16,01 \$ | 15,80 \$ | 16,89 \$ | 16,75 \$ | 22,52 \$ | 22,55 \$ | 24,34 \$ | 26,79 \$ | 26,10 \$ |
| Bas | 19,02 \$ | 19,28 \$ | 15,00 \$ | 15,00 \$ | 16,01 \$ | 16,40 \$ | 21,75 \$ | 22,03 \$ | 23,72 \$ | 26,35 \$ | 25,70 \$ |
| Clôture | 20,01 \$ | 20,05 \$ | 15,93 \$ | 15,50 \$ | 16,81 \$ | 16,58 \$ | 22,19 \$ | 22,35 \$ | 24,00 \$ | 26,56 \$ | 25,95 \$ |
| Volume des opérations | 113 495 | 52 001 | 308 974 | 29 751 | 391 934 | 6 989 | 326 801 | 421 503 | 348 017 | 632 004 | 836 498 |
| Août 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 20,36 \$ | 20,50 \$ | 15,97 \$ | 15,84 \$ | 17,16 \$ | 17,05 \$ | 22,85 \$ | 23,31 \$ | 24,89 \$ | 27,07 \$ | 26,25 \$ |
| Bas | 19,09 \$ | 19,28 \$ | 15,05 \$ | 15,00 \$ | 16,19 \$ | 16,24 \$ | 21,40 \$ | 21,66 \$ | 23,56 \$ | 26,50 \$ | 24,74 \$ |
| Clôture | 19,50 \$ | 19,39 \$ | 15,19 \$ | 15,05 \$ | 16,44 \$ | 16,50 \$ | 22,39 \$ | 22,40 \$ | 23,81 \$ | 26,78 \$ | 25,99 \$ |
| Volume des opérations | 108 599 | 42 106 | 39 245 | 41 059 | 107 413 | 18 991 | 445 621 | 185 971 | 77 702 | 838 430 | 791 083 |
| Juillet 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 20,60 \$ | 20,75 \$ | 15,98 \$ | 15,68 \$ | 17,22 \$ | 17,22 \$ | 22,87 \$ | 23,25 \$ | 24,97 \$ | 27,19 \$ | 26,28 \$ |
| Bas | 19,32 \$ | 19,15 \$ | 14,87 \$ | 14,42 \$ | 15,99 \$ | 15,60 \$ | 22,10 \$ | 22,36 \$ | 24,06 \$ | 26,75 \$ | 25,86 \$ |
| Clôture | 20,36 \$ | 20,70 \$ | 15,92 \$ | 15,68 \$ | 17,13 \$ | 17,03 \$ | 22,73 \$ | 23,20 \$ | 24,85 \$ | 26,94 \$ | 26,22 \$ |
| Volume des opérations | 388 352 | 60 358 | 169 375 | 23 750 | 162 582 | 12 217 | 1 054 905 | 212 533 | 70 480 | 721 215 | 498 610 |
| Juin 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 19,49 \$ | 19,30 \$ | 15,00 \$ | 14,52 \$ | 16,22 \$ | 15,84 \$ | 22,27 \$ | 22,49 \$ | 24,50 \$ | 27,23 \$ | 26,40 \$ |
| Bas | 17,81 \$ | 17,69 \$ | 13,86 \$ | 13,20 \$ | 14,98 \$ | 14,83 \$ | 20,00 \$ | 20,25 \$ | 22,50 \$ | 26,51 \$ | 25,85 \$ |
| Clôture | 19,49 \$ | 19,17 \$ | 14,96 \$ | 14,44 \$ | 16,06 \$ | 15,60 \$ | 22,17 \$ | 22,40 \$ | 24,42 \$ | 26,99 \$ | 26,21 \$ |
| Volume des opérations | 300 355 | 176 734 | 167 884 | 69 863 | 161 550 | 51 256 | 559 961 | 370 252 | 112 731 | 354 415 | 498 096 |
| Mai 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 19,19 \$ | 19,24 \$ | 14,87 \$ | 14,10 \$ | 15,85 \$ | 15,50 \$ | 21,70 \$ | 22,19 \$ | 23,69 \$ | 27,33 \$ | 26,30 \$ |
| Bas | 18,32 \$ | 18,18 \$ | 14,14 \$ | 13,43 \$ | 15,34 \$ | 15,00 \$ | 20,51 \$ | 20,85 \$ | 22,51 \$ | 26,65 \$ | 25,81 \$ |
| Clôture | 18,33 \$ | 18,41 \$ | 14,36 \$ | 13,43 \$ | 15,69 \$ | 15,01 \$ | 20,60 \$ | 22,86 \$ | 22,80 \$ | 26,75 \$ | 26,08 \$ |
| Volume des opérations | 77 511 | 173 915 | 127 101 | 62 880 | 134 603 | 40 390 | 466 568 | 171 850 | 275 647 | 270 212 | 628 148 |
| Avril 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 19,87 \$ | 19,44 \$ | 15,08 \$ | 14,37 \$ | 16,57 \$ | 15,55 \$ | 22,49 \$ | 22,85 \$ | 24,34 \$ | 27,42 \$ | 26,48 \$ |
| Bas | 19,06 \$ | 18,68 \$ | 14,40 \$ | 13,70 \$ | 15,55 \$ | 15,27 \$ | 21,43 \$ | 21,94 \$ | 23,65 \$ | 26,62 \$ | 25,92 \$ |
| Clôture | 19,07 \$ | 18,89 \$ | 14,41 \$ | 13,80 \$ | 15,60 \$ | 15,39 \$ | 21,55 \$ | 22,10 \$ | 23,65 \$ | 27,28 \$ | 26,27 \$ |
| Volume des opérations | 291 423 | 341 202 | 319 778 | 163 112 | 145 831 | 8 965 | 369 494 | 449 997 | 146 307 | 181 851 | 1 103 086 |
| Mars 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 19,65 \$ | 19,04 \$ | 15,17 \$ | 13,78 \$ | 16,25 \$ | 15,54 \$ | 22,40 \$ | 23,16 \$ | 23,92 \$ | 26,77 \$ | 26,18 \$ |
| Bas | 18,30 \$ | 17,54 \$ | 14,30 \$ | 12,99 \$ | 15,59 \$ | 14,50 \$ | 21,70 \$ | 22,35 \$ | 22,86 \$ | 26,37 \$ | 25,61 \$ |
| Clôture | 19,40 \$ | 18,90 \$ | 14,67 \$ | 13,72 \$ | 15,92 \$ | 15,54 \$ | 22,37 \$ | 22,58 \$ | 23,90 \$ | 26,71 \$ | 26,00 \$ |
| Volume des opérations | 276 109 | 294 227 | 218 414 | 76 900 | 156 735 | 5 348 | 304 622 | 455 353 | 98 207 | 527 184 | 1 048 057 |
| Février 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 18,99 \$ | 18,13 \$ | 14,99 \$ | 13,47 \$ | 16,31 \$ | 15,39 \$ | 22,37 \$ | 23,10 \$ | 23,94 \$ | 26,64 \$ | 25,90 \$ |
| Bas | 17,59 \$ | 16,50 \$ | 14,00 \$ | 12,60 \$ | 15,19 \$ | 14,75 \$ | 20,36 \$ | 21,30 \$ | 22,74 \$ | 26,37 \$ | 25,46 \$ |
| Clôture | 18,32 \$ | 17,84 \$ | 14,48 \$ | 13,10 \$ | 16,00 \$ | 14,75 \$ | 22,01 \$ | 22,74 \$ | 23,05 \$ | 26,48 \$ | 25,73 \$ |
| Volume des opérations | 139 957 | 97 323 | 205 242 | 140 335 | 152 188 | 3 163 | 249 246 | 275 553 | 247 326 | 234 969 | 1 750 501 |
| Janvier 2017 | | | | | | | | | | | |
| Haut | 17,82 \$ | 17,25 \$ | 14,60 \$ | 13,40 \$ | 15,54 \$ | 14,76 \$ | 20,75 \$ | 21,51 \$ | 23,52 \$ | 26,85 \$ | 25,92 \$ |
| Bas | 15,78 \$ | 15,02 \$ | 13,19 \$ | 11,96 \$ | 13,78 \$ | 13,10 \$ | 18,62 \$ | 19,51 \$ | 22,01 \$ | 26,28 \$ | 25,32 \$ |
| Clôture | 17,61 \$ | 16,81 \$ | 14,35 \$ | 13,11 \$ | 15,29 \$ | 14,76 \$ | 20,42 \$ | 21,39 \$ | 22,80 \$ | 26,60 \$ | 25,45 \$ |
| Volume des opérations | 234 433 | 108 774 | 304 127 | 68 818 | 301 751 | 12 495 | 1 226 439 | 806 021 | 132 391 | 529 655 | 4 283 769 |

Administrateurs et dirigeants

Au 14 février 2018, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 588 310 actions ordinaires au total de TransCanada ou exerçaient une emprise sur ce nombre d'actions ordinaires, qui représente moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada. La Société recueille ces renseignements auprès de nos administrateurs et dirigeants, sans directement connaître par ailleurs les titres de TransCanada qu'ils détiennent individuellement.

ADMINISTRATEURS

Le tableau qui suit donne le nom des administrateurs qui siègent au conseil au 14 février 2018 (sauf indication contraire), leur pays de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TransCanada, leurs fonctions principales ou leur emploi au cours des cinq dernières années et l'année depuis laquelle chaque administrateur s'est acquitté de façon continue des fonctions d'administrateur de TransCanada et, avant l'arrangement, de TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TransCanada sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. Chaque administrateur demeure en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle suivante ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

| Nom et lieu de résidence | Fonctions principales au cours des cinq dernières années | Administrateur depuis |
|---|--|-----------------------|
| Kevin E. Benson Heritage Point (Alberta) Canada | Administrateur de sociétés. Administrateur du Winter Sport Institute (organisme sans but lucratif) depuis février 2015. Administrateur de Calgary Airport Authority de janvier 2010 à décembre 2013. | 2005 |
| Derek H. Burney, O.C. Ottawa (Ontario) Canada | Conseiller stratégique principal chez Norton Rose Fulbright (cabinet d'avocats). Président du conseil consultatif international de GardaWorld (gestion du risque et services de sécurité) depuis avril 2008. Membre du conseil consultatif de Paradigm Capital Inc. (courtier en valeurs) depuis mai 2011. Administrateur (président du conseil) de Liquor Stores N.A. Ltd. depuis juin 2017. | 2005 |
| Stéphan Crétier Dubai, Émirats arabes unis | Président du conseil, président et chef de la direction de Corporation de sécurité Garda World (Garda World) (services de sécurité privée) et administrateur de plusieurs filiales directes et indirectes de Garda World depuis 1999. Administrateur d'ORTHOsoft Inc. (anciennement appelée Gestion ORTHOsoft Inc.) (technologie logicielle médicale) d'août 2004 à novembre 2004. Administrateur de Corporation Technologies BioEnvelop (fabrication) de 2001 à 2003. Administrateur, président et chef de la direction de Corporation de Capital Rafale (fabrication) de 1999 à 2001. | 2017 |
| Russell K. Girling ¹ Calgary (Alberta) Canada | Président et chef de la direction de TransCanada depuis juillet 2010. Chef de l'exploitation de juillet 2009 à juin 2010 et président, Pipelines de juin 2006 à juin 2010. Administrateur de l'American Petroleum Institute depuis janvier 2015. Administrateur de Nutrien Ltd. (anciennement Agrium Inc.) (agriculture) depuis mai 2006. | 2010 |
| S. Barry Jackson Calgary (Alberta) Canada | Administrateur de sociétés. Administrateur de WestJet Airlines Ltd. (transporteur aérien) depuis février 2009. Administrateur de Laricina Energy Ltd. (pétrole et gaz, exploration et production) de décembre 2005 à novembre 2017. Administrateur de Nexen Inc. (Nexen) (pétrole et gaz, exploration et production) de 2001 à juin 2013 et président du conseil de Nexen de 2012 à juin 2013. | 2002 |
| John E. Lowe Houston (Texas) États-Unis | Président du conseil d'administration non membre de la direction d'Apache Corporation (Apache) (pétrole et gaz) depuis mai 2015. Administrateur de Phillips 66 Company (infrastructures énergétiques) depuis mai 2012. Administrateur d'Apache depuis juillet 2013. Conseiller à la direction principal de Tudor, Pickering, Holt & Co. LLC (investissements en énergie et services de banque d'affaires) depuis septembre 2012. | 2015 |
| Paula Rospit Reynolds Seattle (Washington) États-Unis | Présidente et chef de la direction de PreferWest, LLC (groupe consultatif sur les affaires) depuis octobre 2009. Administratrice de CBRE Group, Inc. (immobilier commercial) depuis mars 2016. Administratrice de BP p.l.c. (pétrole et gaz) depuis mai 2015. Administratrice de BAE Systems plc. (aérospatiale, défense, sécurité de l'information) depuis avril 2011. Administratrice de Siluria Technologies Inc. (gaz naturel) de février 2015 à juin 2017. Administratrice de Delta Air Lines, Inc. (transporteur aérien) d'août 2004 à juin 2015. Administratrice d'Anadarko Petroleum Corporation (pétrole et gaz, exploration et production) d'août 2007 à mai 2014. | 2011 |
| Mary Pat Salomone Naples (Floride) États-Unis | Administratrice de sociétés. Administratrice de Herc Rentals (location d'équipement) depuis juillet 2016. Administratrice d'Intertape Polymer Group (fabrication) depuis novembre 2015. Vice-présidente principale et chef de l'exploitation de The Babcock & Wilcox Company (infrastructures énergétiques) de janvier 2010 à juin 2013. Administratrice de United States Enrichment Corporation (matières de base, énergie nucléaire) de décembre 2011 à octobre 2012. | 2013 |
| Indira Samarasekera Vancouver (Colombie-Britannique) Canada | Conseillère principale chez Bennett Jones LLP (cabinet d'avocats) depuis septembre 2015. Administratrice de Magna International (fabrication, pièces d'automobiles) depuis mai 2014 et de La Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia) (banque à charte) depuis mai 2008. Membre du comité de sélection du meilleur chef de la direction du Canada. Membre de la Commission trilatérale depuis août 2016. | 2016 |

| Nom et lieu de résidence | Fonctions principales au cours des cinq dernières années | Administrateur depuis |
|---|--|-----------------------|
| D. Michael G. Stewart Calgary (Alberta) Canada | Administrateur de sociétés. Administrateur de Pengrowth Energy Corporation (pétrole et gaz, exploration et production) depuis décembre 2010. Administrateur de CES Energy Solutions Corp. (services relatifs aux champs pétrolifères) depuis janvier 2010. Administrateur de Northpoint Resources Ltd. (pétrole et gaz, exploration et production) de juillet 2013 à février 2015. Administrateur de C&C Energia Ltd. (pétrole et gaz) de mai 2010 à décembre 2012. | 2006 |
| Siim A. Vanaselja Toronto (Ontario) Canada | Administrateur de sociétés. Président du conseil de TransCanada depuis mai 2017. Administrateur du Fonds de placement immobilier RioCan (immobilier) depuis mai 2017. Administrateur de Great-West Lifeco Inc. (services financiers) depuis mai 2014. Administrateur de Maple Leaf Sports and Entertainment Ltd. (sports, gestion immobilière) d'août 2012 à juin 2017. Vice-président exécutif et chef des affaires financières de BCE Inc. et de Bell Canada (télécommunications et médias) de janvier 2001 à juin 2015. | 2014 |
| Thierry Vandal Mamaroneck (New York) États-Unis | Président d'Axiom Infrastructure US, Inc. (société indépendante de gestion de fonds d'infrastructures) et administrateur d'Axiom infrastructure Inc. depuis 2015. Administrateur de la Banque Royale du Canada (banque à charte) depuis 2015. Membre du conseil consultatif international de l'École des Hautes Études Commerciales Montréal de 2006 à octobre 2017. | 2017 ² |
| Richard E. Waugh Calgary (Alberta) Canada | Administrateur de sociétés. Conseiller d'Acasta Enterprises Inc. (gestion d'actifs/ investissement) depuis juin 2015. Président et chef de la direction de la Banque Scotia de mars 2003 à novembre 2013 et président adjoint de novembre 2013 à janvier 2014. Administrateur de Catalyst Inc. (organisme sans but lucratif) de février 2007 à novembre 2013 et président du conseil consultatif canadien de Catalyst Canada Inc. de février 2007 à octobre 2013. | 2012 |

Notes :

- 1) A titre de président et chef de la direction de TransCanada, M. Girling n'est membre d'aucun comité du conseil, mais il est invité à assister aux réunions des comités, au besoin.
- 2) Avec prise d'effet le 6 novembre 2017.

Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions

À l'exception de ce qui est indiqué ci-dessous, aucun administrateur ou membre de la haute direction de la Société n'est ou n'a été, au cours des 10 dernières années, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une autre société qui, selon le cas :

- a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance privant cette société du droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières, qui a été en vigueur plus de 30 jours consécutifs;
- a été impliquée dans un événement en conséquence duquel la société a fait l'objet de l'une des ordonnances susmentionnées après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'exercer cette fonction auprès de la société, découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances;
- pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou été visé par la nomination d'un séquestre, d'un séquestre-gérant ou d'un syndic de faillite chargé de détenir son actif.

Canwest Global Communications Corp. s'est volontairement prévalu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (LACC) et a obtenu une ordonnance de la Cour supérieure de justice de l'Ontario afin d'introduire une instance le 6 octobre 2009. Bien qu'aucune ordonnance d'interdiction d'opérations n'ait été émise, les actions de Canwest ont été radiées par la TSX après le dépôt et ont commencé à être négociées à la Bourse de croissance TSX. Canwest s'est affranchie de la protection de la LACC, et Postmedia Network a acquis ses activités de presse écrite le 13 juillet 2010, tandis que Shaw Communications Inc. a acquis ses activités de presse électronique le 27 octobre 2010. M. Burney a été administrateur de Canwest d'avril 2005 à octobre 2010.

Laricina Energy (Laricina) s'est volontairement prévalu de la LACC et a obtenu une ordonnance de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, Centre judiciaire de Calgary, pour la protection contre les créanciers et la suspension de l'instance avec prise d'effet le 26 mars 2015. Le 28 janvier 2016, le tribunal a rendu une ordonnance définitive permettant à Laricina de se retirer de la LACC et mettant fin à la suspension de l'instance contre Laricina et ses filiales. M. Jackson a été administrateur de Laricina de décembre 2005 à novembre 2017.

Le 6 mai 2009, Crucible Materials Corp. (Crucible) et l'un des membres de son groupe ont déposé des requêtes volontaires en vue d'être placés sous la protection du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États-Unis devant la Bankruptcy Court des États-Unis pour le district du Delaware (la Bankruptcy Court). Le 26 août 2010, la Bankruptcy Court a délivré une ordonnance confirmant le deuxième plan de liquidation modifié en vertu du chapitre 11 de Crucible. M^{me} Salomone a été administratrice de Crucible de mai 2008 au 1^{er} mai 2009.

Au cours des 10 dernières années, aucun administrateur ou membre de la haute direction de la Société :

- n'a fait faillite;
- n'a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité;
- n'a fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers;
- n'a été visé par la nomination d'un séquestre, d'un séquestre-gérant ou d'un syndic de faillite chargé de détenir son actif.

Aucun administrateur ou membre de la haute direction de la Société :

- ne s'est vu imposer des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou n'a conclu un règlement amiable avec une autorité en valeurs mobilières;
- ne s'est vu imposer toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

COMITÉS DU CONSEIL

TransCanada compte quatre comités du conseil : le comité d'audit, le comité de la gouvernance, le comité santé, sécurité et environnement et le comité des ressources humaines. Les membres votants de chacun de ces comités, au 14 février 2018 (sauf indication contraire), sont indiqués ci-après. De plus amples renseignements sur le comité d'audit se trouvent dans la présente notice annuelle à la rubrique *Comité d'audit*.

| Administrateur | Comité d'audit | Comité de la gouvernance | Comité santé, sécurité et environnement | Comité des ressources humaines |
|-------------------------------|----------------|--------------------------|---|--------------------------------|
| Kevin E. Benson | ✓ | Président | | |
| Derek H. Burney | ✓ | ✓ | | |
| Stéphan Crétier | ✓ | | ✓ | |
| S. Barry Jackson | | ✓ | | ✓ |
| John E. Lowe | Président | | ✓ | |
| Paula Rospot Reynolds | | ✓ | | Présidente |
| Mary Pat Salomone | | | ✓ | ✓ |
| Indira Samarasekera | ✓ | ✓ | | |
| D. Michael G. Stewart | ✓ | | Président | |
| Siim A. Vanaselja (président) | | ✓ | | ✓ |
| Thierry Vandal | ✓ | | ✓ | |
| Richard E. Waugh | | | ✓ | ✓ |

DIRIGEANTS

À l'exception de Stanley G. Chapman, III, tous les membres de la haute direction et dirigeants de TransCanada résident à Calgary (Alberta) Canada. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TransCanada sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. En date des présentes, les dirigeants de TransCanada, leur poste actuel au sein de TransCanada et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années étaient les suivants :

Membres de la haute direction

| Nom | Poste actuel | Fonctions principales au cours des cinq dernières années |
|-------------------------|---|--|
| Russell K. Girling | Président et chef de la direction | Président et chef de la direction. |
| Stanley G. Chapman, III | Vice-président directeur et président, Gazoducs, États-Unis | Avant avril 2017, premier vice-président et directeur général, Gazoducs, États-Unis. Avant juillet 2016, vice-président directeur et chef de la commercialisation de Columbia Pipeline Group, Inc. |

| Nom | Poste actuel | Fonctions principales au cours des cinq dernières années |
|---------------------|--|--|
| Kristine L. Delkus | Vice-présidente directrice, Relations avec les parties intéressées et services techniques et chef du contentieux | Avant avril 2017, vice-présidente directrice, Relations avec les parties intéressées et chef du contentieux. Avant octobre 2015, vice-présidente directrice, chef du contentieux et chef de la conformité. Avant mars 2014, première vice-présidente, Droit des pipelines et affaires réglementaires (TCPL). |
| Wendy L. Hanrahan | Vice-présidente directrice, Services de la société | Vice-présidente directrice, Services de la société. |
| Karl R. Johannson | Vice-président directeur et président, Gazoducs et énergie, Canada et Mexique | Avant avril 2017, vice-président directeur, Gazoducs. |
| Donald R. Marchand | Vice-président directeur et chef des finances | Avant le 1 ^{er} février 2017, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et chef des finances. Avant octobre 2015, vice-président directeur et chef des finances. |
| Paul E. Miller | Vice-président directeur et président, Pipelines de liquides | Avant mars 2014, premier vice-président, Oléoducs. |
| Dean C. Patry | Premier vice-président, Pipelines de liquides | Avant novembre 2017, premier vice-président, Pipelines de liquides (TCPL). Avant février 2017, premier vice-président, Transformation de l'entreprise (TCPL). Avant octobre 2015, vice-président, Développement de projets importants (TCPL). Avant juillet 2014, vice-président, Gazoducs, Centre des États-Unis (TCPL). Avant mars 2014, vice-président, Pipelines, Centre des États-Unis (TCPL). |
| François L. Poirier | Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise | Avant le 1 ^{er} février 2017, premier vice-président, Stratégie et expansion de l'entreprise. Avant octobre 2015, président, Oléoduc Énergie Est. Avant septembre 2015, président de Wells Fargo Securities Canada, Ltd. |
| Tracy A. Robinson | Première vice-présidente, Gazoducs, Canada | Avant novembre 2017, première vice-présidente, Canada, Division des gazoducs, Canada (TCPL). Avant avril 2017, première vice-présidente, Canada, Division des gazoducs (TCPL). Avant mars 2017, vice-présidente, Chaîne d'approvisionnement (TCPL). Avant octobre 2015, vice-présidente, Transport, Division des pipelines de liquides (TCPL). Avant septembre 2014, vice-présidente, Commercialisation et ventes de Chemin de fer Canadien Pacifique Limitée. |

Dirigeants de la société

| Nom | Poste actuel | Fonctions principales au cours des cinq dernières années |
|-----------------------|--|---|
| Sean M. Brett | Vice-président, gestion du risque | Avant août 2015, vice-président et trésorier. |
| Dennis P. Hebert | Vice-président, Fiscalité | Avant juin 2017, vice-président, Impôt et assurance de Spectra Energy (Spectra). Avant juin 2014, directeur général, Impôt (Spectra). |
| R. Ian Hendy | Vice-président et trésorier | Avant décembre 2017, directeur, Négociation d'instruments financiers et trésorier adjoint (TCPL). |
| Joel E. Hunter | Premier vice-président, Marchés financiers | Avant décembre 2017, vice-président, Finances et trésorier. Avant août 2015, vice-président, Finances. |
| Christine R. Johnston | Vice-présidente, Droit et secrétaire | Avant juin 2014, vice-présidente et secrétaire. Avant mars 2012, vice-présidente, Droit financier. |
| G. Glenn Menuz | Vice-président et contrôleur | Vice-président et contrôleur. |

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Les administrateurs et dirigeants de TransCanada et de ses filiales sont tenus de divulguer les conflits existants ou potentiels conformément aux politiques de TransCanada régissant les administrateurs et dirigeants et conformément à la LCSA. Le code traite des conflits d'intérêts potentiels.

Appartenance à d'autres conseils

Le conseil croit qu'il est important qu'il soit constitué d'administrateurs qualifiés et avertis. Par conséquent, en raison de la nature spécialisée des activités liées aux infrastructures énergétiques, certains de nos administrateurs sont associés à des sociétés, ou siègent au conseil de sociétés, qui transportent du gaz naturel ou des liquides par nos réseaux de pipelines. Les services de transport sur la plupart des réseaux de pipelines de TransCanada au Canada et aux États-Unis sont assujettis à une réglementation et, par conséquent, nous ne pouvons généralement pas refuser des services de transport à un transporteur dont le crédit est satisfaisant. Le comité de la gouvernance surveille les relations entre les administrateurs afin de s'assurer que les liens commerciaux n'ont pas d'incidence sur le fonctionnement du conseil.

Le conseil étudie si le fait que des administrateurs siègent au conseil de quelque autre entité que ce soit, y compris des sociétés ouvertes et fermées, des sociétés d'État et d'autres sociétés détenues en propriété par l'État et des organismes sans but lucratif,

créé un conflit éventuel. Le conseil examine ces relations annuellement afin d'établir qu'elles ne nuisent pas à la capacité de l'un ou l'autre de nos administrateurs d'agir dans notre intérêt. Si un administrateur déclare un intérêt important dans un contrat important ou une opération importante qui est considéré au cours d'une réunion, il ne participe pas à la discussion et au vote sur la question.

Notre code exige que les employés obtiennent un consentement avant d'accepter un poste d'administrateur au sein d'une entité qui n'est pas membre du groupe. Le chef de la direction et les vice-présidents directeurs (notre équipe de haute direction) doivent obtenir le consentement du comité de la gouvernance. Tous les autres employés doivent obtenir le consentement de la secrétaire ou de son délégué.

Membres du groupe

Le conseil surveille les relations entre TransCanada et les membres du groupe afin d'éviter des conflits d'intérêts éventuels. Cela comprend notre relation avec TCLP, société en commandite maîtresse inscrite à la cote de la NYSE.

Gouvernance

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

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

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

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

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

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

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

Comité d'audit

Le comité d'audit est chargé d'aider le conseil dans la supervision de l'intégrité de nos états financiers et de notre respect des exigences d'ordre réglementaire et juridique. Il lui incombe également de superviser et de contrôler le processus de comptabilité et de présentation de l'information internes ainsi que le processus, le rendement et l'indépendance de nos auditeurs internes et externes. Les règles du comité se trouvent à l'**annexe B** de la présente notice annuelle.

FORMATION ET EXPÉRIENCE PERTINENTES DES MEMBRES

Les membres du comité d'audit en date du 14 février 2018 sont John E. Lowe (président), Kevin E. Benson, Derek H. Burney, Stéphan Crétier, Indira Samarasekera, D. Michael G. Stewart et Thierry Vandal. M. Vandal est devenu membre du comité le 8 novembre 2017.

Le conseil estime que la composition du comité d'audit reflète un niveau élevé de compétences et d'expertise financières. Le conseil a déterminé que chaque membre du comité d'audit était indépendant et possédait des compétences financières au sens donné à ces expressions dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes et aux expressions **independent** et **financially literate** dans les lois sur les valeurs mobilières américaines et dans les règles de la NYSE. De plus, le conseil a déterminé que M. Lowe, M. Benson et M. Vandal sont des **experts financiers du comité d'audit** au sens de l'expression *Audit Committee Financial Experts* définie dans les lois sur les valeurs mobilières américaines. Le conseil en est arrivé à ces conclusions en se fondant sur la formation

générale et l'éventail et l'étendue de l'expérience de chaque membre du comité d'audit. Le texte qui suit est une description de la formation générale et de l'expérience, compte non tenu de leurs fonctions respectives à titre d'administrateurs de TransCanada, des membres du comité d'audit qui revêtent une importance relativement à l'exercice de leurs responsabilités en tant que membre du comité d'audit.

John E. Lowe (président)

M. Lowe est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en finance et en comptabilité de la Pittsburg State University et a le titre de Certified Public Accountant (inactif). Il est président du conseil d'administration non membre de la direction d'Apache Corporation depuis mai 2015. Il siège aussi actuellement au conseil d'administration de Phillips 66 Company et est le conseiller à la direction principal de Tudor, Pickering, Holt & Co. LLC depuis septembre 2012. M. Lowe a auparavant siégé au comité d'Agrium Inc. et de DCP Midstream LLC. Il a également occupé divers postes de direction et de haute direction auprès de ConocoPhillips pendant plus de 25 ans.

Kevin E. Benson

M. Benson est comptable agréé (Afrique du Sud) et a été membre de la South African Society of Chartered Accountants. M. Benson siège au conseil d'administration de la Winter Sport Institute et a été président et chef de la direction de Laidlaw International, Inc. jusqu'en octobre 2007. Auparavant, il a occupé plusieurs postes de direction, notamment celui de président et chef de la direction de The Insurance Corporation of British Columbia, a siégé au conseil d'autres sociétés ouvertes et a été membre des comités d'audit de tous ces conseils.

Derek H. Burney

M. Burney est titulaire d'un baccalauréat ès arts (avec spécialisation) et d'une maîtrise ès arts de la Queen's University. Il est actuellement conseiller stratégique principal chez Norton Rose Fulbright. Il est également président du conseil consultatif international de GardaWorld depuis avril 2008, membre du conseil consultatif de Paradigm Capital Inc. depuis mai 2011 et président du conseil d'administration de Liquor Stores N.A. Ltd. depuis juin 2017. Il a auparavant occupé les postes de président et chef de la direction de CAE Inc. et de président du conseil et chef de la direction de Bell Canada International Inc. M. Burney a été administrateur principal de Shell Canada Ltée d'avril 2001 à mai 2007 et président du conseil de Canwest Global Communications Corp. d'août 2006 à octobre 2010. Il a été membre du comité d'audit d'une autre organisation et a participé à la formation sur les normes d'information financière offerte par KPMG.

Stéphan Crétier

M. Crétier est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la University of California (Pacific). Il est président du conseil, président et chef de la direction de la société multinationale Garda World et possède plus de 20 ans d'expérience dans des fonctions de surveillance opérationnelle et financière à l'échelle de l'entreprise. M. Crétier siège également au conseil d'administration de plusieurs filiales directes et indirectes de Garda World. Il a auparavant été administrateur de trois sociétés ouvertes, à savoir ORTHOsoft Inc. (anciennement appelée Gestion ORTHOsoft Inc.), Corporation Technologies BioEnvelop et Corporation de Capital Rafale.

Indira Samarasekera

M^{me} Samarasekera a obtenu une maîtrise ès sciences de la University of California et un Phd en génie des métaux de la University of British Columbia. Elle est également titulaire de diplômes honorifiques de la University of Alberta, de la University of British Columbia, de la University of Toronto, de la University of Waterloo, de l'Université de Montréal et de la Western University au Canada ainsi que de la Queen's University à Belfast en Irlande. M^{me} Samarasekera est actuellement conseillère principale chez Bennett Jones LLP et siège aux conseils d'administration de La Banque de Nouvelle-Écosse, de Magna International Inc., de la Fondation Asie-Pacifique et de la Fondation Rideau Hall. Elle est également membre de la Commission trilatérale et elle siège au comité de sélection du chef de la direction de l'année du Canada.

D. Michael G. Stewart

M. Stewart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en géosciences avec mention très honorable de la Queen's University. Il siège actuellement au conseil d'administration de Pengrowth Energy Corporation et de CES Energy Solutions Corp. Il a également été administrateur de plusieurs autres sociétés ouvertes et organismes ainsi que membre et président du comité d'audit de certains de ces conseils. M. Stewart a occupé plusieurs postes de cadre supérieur au sein de Westcoast Energy Inc., dont celui de vice-président directeur, Expansion des affaires. Il œuvre dans le secteur canadien de l'énergie depuis plus de 40 ans.

Thierry Vandal

M. Vandal est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires avec spécialisation en finance de l'École des Hautes Études Commerciales Montréal. Il est président d'Axium Infrastructure US, Inc. et siège au conseil d'administration d'Axium Infrastructure Inc. et au conseil consultatif international de l'École des Hautes Études Commerciales Montréal. Il fait également partie du conseil d'administration de la Banque Royale du Canada (RBC) et est expert financier désigné du comité d'audit de RBC. M. Vandal a siégé auparavant au comité d'audit de Veresen Inc. jusqu'en juillet 2017 et a été au service d'Hydro-Québec pendant plus de neuf ans, dont il a été par ailleurs président et chef de la direction jusqu'en mai 2015.

PROCÉDURES ET POLITIQUES EN MATIÈRE D'APPROBATION PRÉALABLE

Le comité d'audit de TransCanada a adopté une politique d'approbation préalable à l'égard des services autorisés non liés à l'audit. Aux termes de la politique, le comité d'audit a donné son approbation préalable pour les services non liés à l'audit précisés. Les missions jusqu'à 250 000 \$ doivent être approuvées par le président du comité d'audit et le comité d'audit doit être informé de la mission lors de sa prochaine réunion prévue. Toutes les missions de 250 000 \$ ou plus doivent être approuvées au préalable par le comité d'audit. Dans tous les cas, quel que soit le montant concerné, le comité d'audit doit approuver au préalable la mission s'il y a un risque de conflit d'intérêts mettant en cause les auditeurs externes.

À ce jour, tous les services non liés à l'audit ont été approuvés au préalable par le comité d'audit conformément à la politique d'approbation préalable décrite ci-dessus.

HONORAIRES LIÉS AUX SERVICES FOURNIS PAR LES AUDITEURS EXTERNES

Le tableau qui suit illustre les services fournis par KPMG au cours des deux derniers exercices et les honoraires que nous leur avons versés :

| (en millions de \$) | 2017 | 2016 |
|--|------------------------|---------------|
| Honoraires d'audit | 9,7 \$(¹) | 8,2 \$ |
| <ul style="list-style-type: none">audit des états financiers consolidés annuelsservices liés aux dépôts ou aux missions prévus par la loi et réglementairesexamen des états financiers consolidés intermédiaires et des renseignements figurant dans divers prospectus et autres documents relatifs aux placements de valeurs mobilières | | |
| Honoraires pour services liés à l'audit | 0,1 \$ | 0,1 \$ |
| <ul style="list-style-type: none">services liés à l'audit des états financiers de certains régimes d'avantages postérieurs à la retraite et postérieurs à l'emploi de TransCanada et des fiducies constituées pour la cessation d'exploitation des pipelines | | |
| Honoraires pour services fiscaux⁽²⁾ | 0,8 \$ | 0,6 \$ |
| <ul style="list-style-type: none">planification fiscale et questions de conformité fiscale canadiennes et internationales, y compris l'examen de déclarations d'impôt sur le revenu et d'autres documents de nature fiscale à produire | | |
| Tous les autres honoraires | 0,2 \$ | — |
| <ul style="list-style-type: none">Services de traduction française | | |
| Total des honoraires | 10,8 \$ | 8,9 \$ |

Notes :

(1) L'augmentation des honoraires d'audit par rapport à 2016 reflète le transfert de l'audit de Columbia à KPMG à la suite de l'acquisition de Columbia par TransCanada en 2016.

(2) Les honoraires pour services fiscaux sont principalement liés à des honoraires engagés au titre de questions de conformité.

Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation

Les poursuites judiciaires, les arbitrages et les actions font partie de la conduite des affaires. Bien qu'il nous soit impossible de prévoir avec certitude l'issue de ces poursuites et actions, la direction ne s'attend pas à ce que des poursuites ou des actions éventuelles ou en cours aient une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation consolidés.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

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

Contrats importants

À l'exception de ce qui est indiqué dans le rapport de gestion, qui est intégré aux présentes par renvoi, TransCanada n'a pas conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 ni n'a conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires avant l'exercice clos le 31 décembre 2017 qui sont encore en vigueur en date de la présente notice annuelle.

Intérêts des experts

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., les auditeurs de TransCanada, ont confirmé qu'à l'égard de TransCanada ils sont indépendants au sens des règles pertinentes et des interprétations connexes prescrites par les ordres professionnels pertinents au Canada ou par les lois ou règlements applicables et qu'ils sont également des comptables indépendants à l'égard de TransCanada aux termes de l'ensemble des normes professionnelles et réglementaires américaines pertinentes.

Renseignements supplémentaires

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

Glossaire

Unités de mesure

| | |
|---------------------|----------------------------------|
| b/j | Baril par jour |
| GJ | Gigajoule |
| Gpi ³ | Milliard de pieds cubes |
| Gpi ³ /j | Milliard de pieds cubes par jour |
| hp | Horse-power |
| km | Kilomètres |
| Mpi ³ /j | Million de pieds cubes par jour |
| MW | Mégawatt |
| MWh | Mégawattheure |
| PJ/j | Pétajoule par jour |
| TJ/j | Térajoule par jour |

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

| | |
|---------------------------|--|
| ACM | Programme de distribution au cours du marché nous permettant d'émettre sur le capital autorisé des actions ordinaires au prix courant du marché |
| base d'investissement | Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction |
| base tarifaire | Notre investissement moyen annuel dans les actifs utilisés |
| bitume | Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile |
| BSOC | Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien |
| CAE | Contrat d'achat d'électricité |
| C.-B. | Colombie-Britannique |
| DIF | Décision d'investissement finale |
| diluant | Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en permettre le transport par pipeline |
| EDIE | Énoncé définitif des incidences environnementales |
| fin de l'exercice | Exercice clos le 31 décembre 2017 |
| force majeure | Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations aux termes de celui-ci |
| GES | Gaz à effet de serre |
| GNL | Gaz naturel liquéfié |
| PJM Interconnection (PJM) | Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États et du District of Columbia |
| SDL | Société de distribution locale |

Termes comptables

| | |
|------|---|
| PCGR | Principes comptables généralement reconnus des États-Unis |
| RCA | Taux de rendement du capital-actions ordinaire |
| RRD | Régime de réinvestissement des dividendes |

Termes désignant des organismes gouvernementaux et de réglementation

| | |
|---------|---|
| AER | Alberta Energy Regulator |
| ALENA | Accord de libre-échange nord-américain |
| BCEAO | Environmental Assessment Office (Colombie-Britannique) |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad (Mexique) |
| CODE | Centre québécois du droit de l'environnement |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía (Mexique) |
| FERC | Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis) |
| LACC | <i>Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies</i> |
| LCSA | <i>Loi canadienne sur les sociétés par actions</i> |
| MDDELCC | Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (Québec) |
| NRC | National Response Center |
| NYSE | New York Stock Exchange |
| ONÉ | Office national de l'énergie (Canada) |
| OGC | Oil and Gas Commission (Colombie-Britannique) |
| PHMSA | Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration |
| PSC | Public Service Commission de l'État du Nebraska |
| PUC | Public Utilities Commission |
| SEC | Securities and Exchange Commission des États-Unis |
| SGER | Specified Gas Emitters Regulations |
| TSX | Bourse de Toronto |

Annexe A

Tableau de conversion métrique

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

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

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

Annexe B

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT

1. OBJET

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

- les processus de comptabilité générale et de communication de l'information financière de la Société;
- l'intégrité des états financiers;
- le contrôle interne de la Société sur la communication de l'information financière;
- le processus d'audit financier externe;
- la conformité de la Société aux obligations prévues par les lois et règlements;
- l'indépendance et le rendement des auditeurs internes et externes de la Société.

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

2. RÔLES ET RESPONSABILITÉS

I. Nomination de l'auditeur externe de la Société

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

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

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

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

- a) examiner les états financiers consolidés annuels audités de la Société, sa notice annuelle, son rapport de gestion, toute l'information financière dans les prospectus et autres notices d'offre, les états financiers exigés par les autorités en valeurs mobilières, tous les prospectus et tous les documents pouvant être intégrés par renvoi dans un prospectus, notamment la circulaire de sollicitation de procurations par la direction annuelle, mais à l'exclusion de tout supplément de fixation du prix ou supplément de prospectus relatif à une émission de titres de créance de la Société, en discuter avec la direction et l'auditeur externe et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- b) examiner la diffusion publique des rapports intermédiaires de la Société, y compris les états financiers consolidés, le rapport de gestion et les communiqués concernant les résultats financiers trimestriels, en discuter avec la direction et l'auditeur externe et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- c) examiner l'emploi d'information non conforme aux PCGR ainsi que le rapprochement applicable, et en discuter avec la direction et l'auditeur externe;
- d) examiner toute information relative aux perspectives financières ou information financière prospective avant sa publication, et en discuter avec la direction, étant entendu que ces entretiens peuvent être de nature générale (types d'information à communiquer et types de présentation à effectuer). Le comité d'audit n'est pas tenu de discuter au préalable de chaque occasion où la Société peut communiquer des projections financières ou effectuer des présentations aux agences de notation;
- e) analyser avec la direction et l'auditeur externe les questions importantes concernant les conventions comptables et les pratiques d'audit, y compris toute modification importante au choix ou à l'application par la Société de

méthodes comptables, ainsi que les questions importantes concernant le caractère adéquat des contrôles internes de la Société et de toute mesure d'audit particulière adoptée à la lumière d'insuffisances importantes en matière de contrôle qui pourraient avoir une incidence majeure sur les états financiers de la Société;

- f) examiner les rapports de constatations trimestriels de l'auditeur externe sur les points suivants, et en discuter :
 - (i) toutes les conventions et pratiques comptables critiques devant être utilisées;
 - (ii) tous les traitements de rechange de l'information financière dans les limites des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, les conséquences de l'emploi de ces présentations et de ces traitements de rechange, ainsi que le traitement privilégié par les auditeurs externes;
 - (iii) les autres communications écrites importantes entre les auditeurs externes et la direction, telles que des lettres de recommandations ou une liste des écarts non rajustés;
- g) analyser avec la direction et l'auditeur externe l'incidence des faits nouveaux en matière de réglementation et de comptabilité sur les états financiers de la Société;
- h) analyser avec la direction et l'auditeur externe l'incidence de toute structure hors bilan sur les états financiers de la Société;
- i) analyser avec la direction et l'auditeur externe et, au besoin, avec les conseillers juridiques, les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les arbitrages et 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;
- j) examiner les déclarations faites au comité d'audit par le chef de la direction et le chef des finances de la Société dans le cadre de leur processus d'attestation pour les rapports périodiques déposés auprès des autorités en valeurs mobilières concernant toute insuffisance notable dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou des faiblesses prononcées dans ces contrôles ainsi que toute fraude touchant la direction ou d'autres employés qui exercent des fonctions importantes à l'égard des contrôles internes de la Société;
- k) analyser avec la direction les risques financiers importants que court la Société et les mesures que la direction a prises afin de surveiller et de maîtriser ces risques, y compris les politiques de gestion et d'évaluation des risques de la Société.

III. Supervision en matière de questions juridiques et réglementaires

- a) Analyser avec le chef du contentieux de la Société les questions juridiques qui pourraient avoir une incidence significative sur les états financiers, les politiques de la Société en matière de conformité et des rapports ou enquêtes notables reçus de la part des autorités de réglementation en valeurs mobilières ou d'organismes gouvernementaux.

IV. Supervision en matière d'audit interne

- a) Examiner et approuver les plans d'audit de l'auditeur interne de la Société y compris le degré de coordination entre ces plans et ceux de l'auditeur externe, et la mesure selon laquelle on peut se fier à la portée des audits prévus pour repérer des faiblesses dans les contrôles internes, ou encore des fraudes ou d'autres actes illicites;
- b) examiner les résultats significatifs préparés par le service d'audit interne ainsi que les recommandations formulées par celui-ci ou par une partie externe en ce qui concerne les enjeux d'audit interne, ainsi que les mesures prises par la direction à cet égard;
- c) vérifier le respect des politiques de la Société et l'absence de conflits d'intérêts;
- d) examiner le rapport établi par l'auditeur interne sur les dépenses et l'utilisation des aéronefs par les dirigeants;
- e) examiner le caractère adéquat des ressources de l'auditeur interne afin de s'assurer de l'objectivité et de l'indépendance de la fonction d'audit interne, y compris les rapports émanant du service d'audit interne concernant son processus d'audit avec les filiales et les membres du groupe;
- f) veiller à ce que l'auditeur interne puisse communiquer avec le président du comité d'audit, le conseil et le chef de la direction et rencontrer séparément l'auditeur interne afin d'analyser avec lui tout problème ou difficulté qu'il a pu rencontrer, en particulier :

- (i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail d'audit, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction;
- (ii) les modifications requises dans la portée prévue de l'audit interne;
- (iii) les responsabilités, le budget et la dotation en personnel du service d'audit interne; et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions.

V. Supervision en ce qui concerne l'auditeur externe

- a) Examiner les lettres, rapports ou autres communications de la part de l'auditeur externe à l'égard de toute faiblesse repérée dans le contrôle interne ou de tout écart non ajusté ainsi que la réponse et le suivi de la direction, et demander régulièrement à la direction et à l'auditeur externe s'il existe des désaccords importants entre eux et comment ils ont été réglés et intervenir dans le processus de résolution au besoin;
- b) recevoir et examiner chaque année la déclaration écrite officielle d'indépendance de l'auditeur externe, laquelle précise toutes les relations qu'entretiennent les auditeurs externes avec la Société;
- c) rencontrer séparément l'auditeur externe afin d'analyser tout problème ou toute difficulté qu'il aurait pu rencontrer, en particulier :
 - (i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail d'audit, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction;
 - (ii) les modifications requises dans la portée prévue de l'audit; et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions;
- d) rencontrer l'auditeur externe avant l'audit afin de passer en revue la planification de l'audit et le personnel affecté à celle-ci;
- e) recevoir et examiner chaque année le rapport écrit de l'auditeur externe sur ses propres procédures de contrôle de la qualité interne; les questions importantes soulevées par le dernier examen de contrôle de la qualité interne ou le dernier contrôle par les pairs visant l'auditeur externe 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;
- f) examiner et évaluer l'auditeur externe, y compris l'associé principal de l'équipe d'audit externe;
- g) veiller au roulement de l'associé principal (ou coordonnateur) de l'audit qui est le principal responsable de l'audit et de l'associé responsable d'examiner l'audit tel que requis par la loi, mais au moins tous les cinq ans.

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

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

- d) si le comité d'audit approuve un service d'audit à l'intérieur des limites de la mission de l'auditeur externe, ce service d'audit est réputé avoir été approuvé au préalable aux fins du présent alinéa.

VII. Supervision à l'égard de certaines politiques

- a) Examiner la mise en œuvre et les modifications importantes des politiques et des initiatives de programme jugées souhaitables par la direction ou le comité d'audit à l'égard du code d'éthique et des politiques de gestion des risques et de communication de l'information financière de la Société, et formuler des recommandations au conseil aux fins d'approbation à cet égard;
- b) obtenir les rapports de la direction, du haut-dirigeant responsable de l'audit interne de la Société et de l'auditeur externe et faire rapport au conseil sur l'état et le caractère adéquat des efforts de la Société afin de veiller à ce que ses activités soient exercées, et ses installations exploitées, d'une façon éthique, socialement responsable et dans le respect des lois, conformément au code d'éthique de la Société;
- c) établir un système non identifiable, confidentiel et anonyme permettant aux appelants de demander conseil ou de signaler des inquiétudes en matière d'éthique ou de finances, veiller à ce que des procédures de réception, de conservation et de traitement des plaintes à l'égard de questions de comptabilité, de contrôles internes et d'audit soient en place et recevoir les rapports concernant ces questions au besoin;
- d) examiner et évaluer chaque année le caractère adéquat de la politique de la Société en matière d'information au public;
- e) examiner et approuver la politique d'embauche de la Société pour les associés, employés et anciens associés et employés de l'auditeur externe actuel, et ancien, (reconnaissant que la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* ne permet pas au chef de la direction, au contrôleur, au chef des finances ou au chef de la comptabilité d'avoir participé à l'audit de la Société à titre d'employé de l'auditeur externe au cours de la période de un an qui précède) et surveiller le respect de la politique par la Société.

VIII. Supervision en ce qui concerne les aspects financiers relatifs aux régimes de retraite canadiens de la Société (les « régimes de retraite de la Société »)

- a) Examiner et approuver chaque année l'énoncé des convictions en matière de placement relatif aux régimes de retraite de la Société;
- b) déléguer l'administration et la gestion courantes des aspects financiers relatifs aux régimes de retraite canadiens au comité des régimes de retraite composé de membres de l'équipe de direction de la Société nommés par le comité des ressources humaines, conformément aux règles du comité des régimes de retraite, dont les conditions sont approuvées par le comité d'audit et le comité des ressources humaines, et aux conditions de l'énoncé des convictions en matière de placement;
- c) surveiller les activités de gestion financière du comité des régimes de retraite et recevoir au moins une fois par année du comité des régimes de retraite des comptes rendus sur le placement des actifs des régimes pour s'assurer que l'énoncé des convictions en matière de placement est respecté;
- d) prodiguer des conseils au comité des ressources humaines à l'égard des modifications proposées aux régimes de retraite de la Société relativement à toute incidence importante de ces modifications sur les aspects financiers des régimes de retraite;
- e) examiner et évaluer les rapports financiers, rapports d'investissement et l'état du financement en ce qui concerne les régimes de retraite de la Société et recommander au conseil le niveau des cotisations de retraite;
- f) 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;
- g) approuver le choix initial ou le remplacement de l'actuaire des régimes de retraite de la Société;
- h) approuver la nomination de l'auditeur des régimes de retraite ainsi que la fin de ses services.

IX. Régime d'achat d'actions américain

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

X. Supervision en ce qui concerne l'administration interne

- a) Examiner annuellement les rapports des représentants de la Société siégeant à certains comités d'audit de filiales et de membres du groupe de la Société, ainsi que les questions importantes et les recommandations des auditeurs concernant ces filiales et ces membres du groupe;
- b) superviser la planification de la relève pour la haute direction dans les domaines de la finance, de la trésorerie, de la fiscalité, du risque et de l'audit interne ainsi que pour le groupe du contrôleur.

XI. Sécurité de l'information

- a) Examiner trimestriellement le rapport du chef de l'information (ou d'un autre représentant compétent de la Société) sur les contrôles, la formation et la sensibilisation en matière de sécurité de l'information.

XII. Fonction de supervision

Bien que le comité d'audit ait les responsabilités et les pouvoirs établis dans les présentes règles, sa fonction n'est pas de planifier ou d'exécuter des audits ni de déterminer si les états financiers et l'information financière de la Société sont complets et exacts ou conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et à l'auditeur externe. Le comité d'audit, son président et ses membres qui ont de l'expérience ou une expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe sont des membres du conseil, et sont nommés au comité afin d'assurer une supervision générale des activités liées à la présentation de l'information financière, aux risques financiers et aux contrôles financiers de la Société. À ce titre, ils ne sont pas expressément redevables ni responsables à l'égard de la marche quotidienne de ces activités. Bien que la désignation d'un ou de plusieurs membres d'« expert financier du comité d'audit » se fonde sur la formation et l'expérience des personnes concernées, et que celles-ci vont utiliser afin de s'acquitter de leurs fonctions au sein du comité d'audit, la désignation d'« expert financier du comité d'audit » n'impose pas à ces personnes des tâches, des obligations ou des responsabilités plus grandes que celles imposées à ces personnes en qualité de membres du comité d'audit et du conseil en l'absence d'une telle désignation. En fait, le rôle de tout expert financier du comité d'audit, à l'instar du rôle de l'ensemble des membres du comité d'audit, consiste à superviser le processus et non pas à attester ou garantir l'audit interne ou externe de l'information financière ou de la présentation de l'information financière de la Société.

3. COMPOSITION DU COMITÉ D'AUDIT

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

4. NOMINATION DES MEMBRES DU COMITÉ D'AUDIT

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

5. VACANCES

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

6. PRÉSIDENT DU COMITÉ D'AUDIT

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

- a) d'examiner et d'approuver l'ordre du jour de chaque réunion du comité d'audit et, s'il y a lieu, de consulter les membres de la direction;
- b) de présider les réunions du comité d'audit;

- c) de donner à la direction les suggestions et les commentaires formulés par le comité d'audit au sujet des renseignements qui sont ou devraient être fournis au comité d'audit;
- d) de présenter au conseil un rapport sur les activités du comité d'audit en ce qui a trait à ses recommandations, résolutions, mesures et préoccupations;
- e) de se réunir au besoin avec les auditeurs interne et externe.

7. ABSENCE DU PRÉSIDENT DU COMITÉ D'AUDIT

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

8. SECRÉTAIRE DU COMITÉ D'AUDIT

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

9. RÉUNIONS

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

10. QUORUM

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

11. AVIS CONCERNANT LES RÉUNIONS

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

12. PRÉSENCE DES DIRIGEANTS DE LA SOCIÉTÉ ET DES EMPLOYÉS À DES RÉUNIONS

Sur invitation du président du comité d'audit, un ou plusieurs dirigeants ou employés de la Société peuvent assister à une réunion du comité d'audit.

13. PROCÉDURE, DOSSIERS ET RAPPORTS

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

14. EXAMEN DES RÈGLES ET ÉVALUATION DU COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit passe en revue ses règles chaque année ou comme il le juge opportun et, si cela est nécessaire, il propose des modifications au comité de la gouvernance et au conseil. Le comité d'audit passe chaque année en revue son propre rendement.

15. EXPERTS ET CONSEILLERS EXTERNES

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

16. FIABILITÉ

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