

# Corporation TC Énergie

Notice annuelle 2019

Le 12 février 2020



## Table des matières

<b>PRÉSENTATION DE L'INFORMATION</b>	<b>2</b>
<b>INFORMATION PROSPECTIVE</b>	<b>2</b>
<b>CORPORATION TC ÉNERGIE</b>	<b>5</b>
Structure de l'entreprise	5
Liens intersociétés	5
<b>DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ</b>	<b>6</b>
Gazoducs	6
Pipelines de liquides	14
Énergie et stockage	16
<b>ACTIVITÉS DE TC ÉNERGIE</b>	<b>17</b>
Gazoducs	17
Pipelines de liquides	18
Réglementation des gazoducs et des pipelines de liquides	19
Énergie et stockage	21
<b>GÉNÉRALITÉS</b>	<b>21</b>
Employés	21
Santé, sécurité, durabilité, protection de l'environnement et politiques sociales	22
<b>FACTEURS DE RISQUE</b>	<b>24</b>
<b>DIVIDENDES</b>	<b>25</b>
<b>DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL</b>	<b>25</b>
Capital-actions	25
<b>NOTES</b>	<b>29</b>
Moody's	29
S&P	30
Fitch	30
DBRS	31
<b>MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES</b>	<b>32</b>
Actions ordinaires	32
Actions privilégiées	33
<b>ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS</b>	<b>34</b>
Administrateurs	34
Comités du conseil	36
Dirigeants	37
Conflits d'intérêts	38
<b>GOUVERNANCE</b>	<b>39</b>
<b>COMITÉ D'AUDIT</b>	<b>40</b>
Formation et expérience pertinentes des membres	40
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable	42
Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes	42
<b>POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION</b>	<b>43</b>
<b>AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES</b>	<b>43</b>
<b>CONTRATS IMPORTANTS</b>	<b>43</b>
<b>INTÉRÊTS DES EXPERTS</b>	<b>43</b>
<b>RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES</b>	<b>43</b>
<b>GLOSSAIRE</b>	<b>44</b>
<b>ANNEXE A</b>	<b>45</b>
<b>ANNEXE B</b>	<b>46</b>

## Présentation de l'information

Tout au long de la présente notice annuelle, les termes *nous*, *notre*, *nos*, la *Société* et *TC Énergie* désignent Corporation TC Énergie et ses filiales. Plus particulièrement, TC Énergie s'entend de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »). Dans la présente notice annuelle, l'expression *filiale* désigne, relativement à TC Énergie, les filiales détenues en propriété exclusive directe et indirecte de TC Énergie ou de TCPL et les entités juridiques contrôlées par TC Énergie ou TCPL, le cas échéant.

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont arrêtés au 31 décembre 2019 ou pour l'exercice terminé à cette date (la « fin de l'exercice »). Sauf indication contraire, le terme dollar et le symbole « \$ » désignent le dollar canadien. Les renseignements portant sur la conversion métrique figurent à l'*annexe A* de la présente notice annuelle. 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 TC Énergie daté du 12 février 2020 (le « rapport de gestion ») sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi, tel qu'il est indiqué ci-dessous. On peut trouver le rapport de gestion sur SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)) sous le profil de TC Énergie.

L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « 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 la présente notice annuelle comprennent de l'information sur ce qui suit, entre autres :

- notre rendement financier et d'exploitation, y compris le rendement de nos filiales
- les attentes quant aux stratégies et aux objectifs de croissance et d'agrandissement
- les flux de trésorerie prévus et les possibilités de financement qui s'offriront dans l'avenir, y compris la gestion de portefeuille
- la croissance prévue des dividendes
- l'accès prévu aux capitaux et le coût prévu de ceux-ci

- les coûts et les calendriers prévus pour les projets planifiés, y compris les projets en construction et en développement
- les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels prévus
- 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
- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables
- les conditions du secteur, les conditions du marché et la conjoncture économiques prévues.

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

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

### Hypothèses

- les décisions des organismes de réglementation et leurs résultats
- les interruptions de service prévues et imprévues et l'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs
- les coûts, les calendriers et les dates d'achèvement prévus de la construction
- l'accès aux marchés financiers, y compris à la gestion de portefeuille
- les conditions du secteur, les conditions du marché et la conjoncture économiques prévues
- les taux d'inflation et les prix des produits de base
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change
- la nature et la portée des opérations de couverture.

### 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
- notre capacité de mettre en œuvre une stratégie d'affectation des capitaux visant la maximisation de la valeur pour les actionnaires
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage
- la capacité vendue et les taux obtenus dans le cadre de nos activités relatives aux pipelines
- le montant des paiements de capacité et des produits provenant de nos actifs de production d'électricité attribuables à la disponibilité des installations
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement
- la construction et la réalisation de projets d'immobilisations
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux
- la disponibilité et les cours des produits de base

- l'accès aux marchés financiers à des conditions concurrentielles
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit qui l'accompagne
- les décisions des organismes de réglementation et l'issue des procédures judiciaires, y compris l'arbitrage et les réclamations d'assurance
- notre capacité à prévoir efficacement et à évaluer les modifications qui seront apportées aux politiques et aux règlements gouvernementaux, notamment en ce qui concerne l'environnement
- la concurrence au sein des secteurs où nous exerçons nos activités
- les conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles
- les actes de désobéissance civile
- la cybersécurité et 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 le rapport de gestion et les autres rapports que nous avons déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la 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 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.

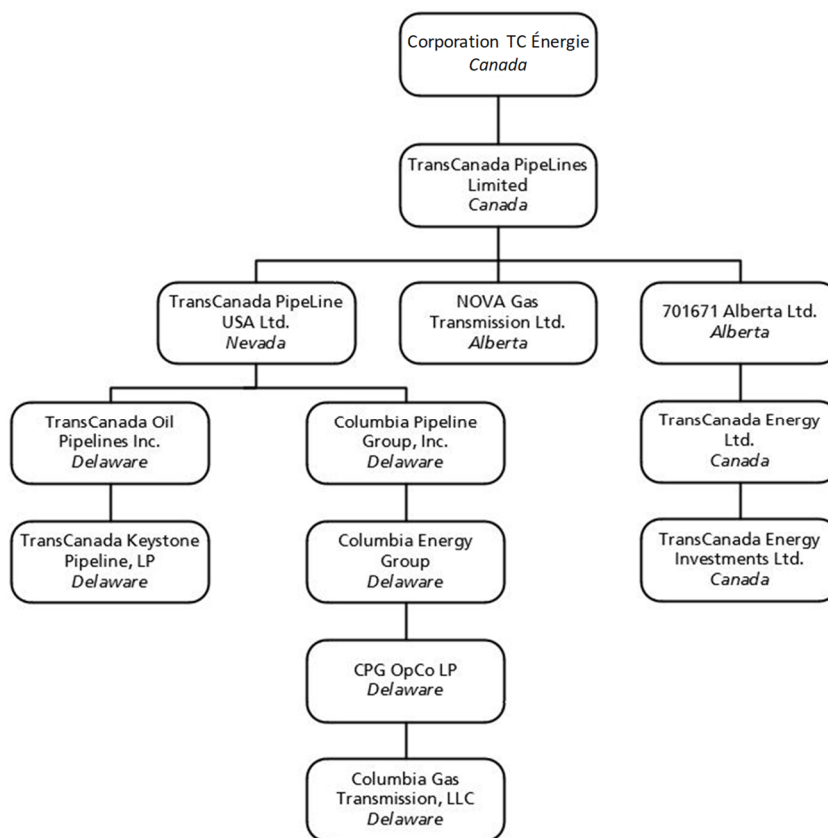
# Corporation TC Énergie

## STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé sa dénomination pour Corporation TC Énergie afin de mieux refléter l'étendue de ses activités en tant que société d'infrastructures énergétiques de premier plan en Amérique du Nord. Notre siège social et notre principal établissement sont situés au 450 – 1 Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1. TC Énergie a été constituée aux termes des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») le 25 février 2003 dans le cadre d'un plan d'arrangement avec TCPL (l'« arrangement »), qui a établi TC Énergie 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. TCPL continue d'exercer ses activités à titre de principale filiale en exploitation de TC Énergie. TC Énergie ne détient directement aucun actif important autre que les actions ordinaires de TCPL et les sommes à recevoir de certaines filiales de TC Énergie.

## LIENS INTERSOCIÉTÉS

L'organigramme suivant indique le nom et le territoire de constitution, de prorogation ou de création des principales filiales de TC Énergie à la fin de l'exercice. Chacune de ces filiales dispose d'actifs totaux dépassant 10 % des actifs consolidés totaux de TC Énergie à la fin de l'exercice ou génère des produits dépassant 10 % des produits consolidés totaux de TC Énergie à la fin de l'exercice. TC Énergie 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 TC Énergie. Les actifs et produits totaux des filiales exclues ne dépassaient pas globalement 20 % des actifs consolidés totaux de TC Énergie à la fin de l'exercice ou des produits consolidés totaux de TC Énergie 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 et le stockage. Pour que l'information communiquée corresponde au processus décisionnel de la direction concernant nos activités et à la façon dont le rendement de nos activités est évalué, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : les gazoducs canadiens, les gazoducs américains, les gazoducs mexicains, les pipelines de liquides et l'énergie et le stockage. Nous avons également un secteur d'entreprise regroupant les fonctions générales et administratives qui assure la gouvernance et le financement des secteurs d'activité de TC Énergie 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 et du stockage regroupe nos activités d'exploitation des installations énergétiques ainsi que nos 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 et au stockage, 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 2020 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 et stockage* 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
<b>PIPELINES RÉGLEMENTÉS AU CANADA</b>	
<b>Réseau de NGTL – Programmes d'expansion</b>	
2017	En juin 2017, nous avons annoncé un programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2,0 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 <sup>3</sup> /j) dont les dates de mise en service prévues s'échelonnent jusqu'en 2021. En 2017, nous avons mis en service de nouvelles installations d'une valeur d'environ 1,7 G\$.
2018	En février 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 (le « programme d'expansion de 2021 »), dont le coût en capital estimatif s'élève à 2,3 G\$ et la mise en service est prévue au cours de la première moitié de 2021. Le programme d'expansion de 2021 comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 349 km (217 milles), trois unités de compression et des installations connexes. L'expansion est nécessaire pour transporter l'approvisionnement accru aux termes de services garantis de réception à compter d'avril 2021 et augmenter la capacité d'exportation du bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi <sup>3</sup> /j) vers le point de livraison des exportations Empress, situé au point de raccordement entre le réseau de NGTL et le réseau principal au Canada. Une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation du programme d'expansion de 2021 a été présentée à l'ONÉ en juin 2018. En octobre 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022 de 1,5 G\$ (le « programme d'expansion de 2022 ») pour répondre aux besoins en matière de capacité liés à de nouvelles demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin à compter de novembre 2021 et d'avril 2022. Le programme d'expansion de 2022 comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 170 km (106 milles), trois unités de compression, des postes de comptage et des installations connexes. En 2018, nous avons mis en service des projets d'une valeur d'environ 0,6 G\$.



Date	Description du fait nouveau
2019	La demande relative au programme d'expansion de 2021 a fait l'objet d'une audience publique auprès de la Régie (auparavant l'ONÉ, voir la rubrique <i>Activités de TC Énergie — Réglementation des gazoducs et des pipelines de liquides</i> ci-après) qui s'est conclue au quatrième trimestre de 2019 et pour laquelle une décision est attendue. Les demandes d'approbation pour construire et exploiter une part d'environ 1,1 G\$ des installations dans le cadre du programme d'expansion de 2022, soutenu par des contrats de huit ans, ont été déposées auprès de l'ONÉ au deuxième trimestre de 2019 et font actuellement l'objet d'audiences publiques qui devraient se conclure au deuxième trimestre de 2020. Dans l'attente des approbations réglementaires, la construction pourrait commencer dès le premier trimestre de 2021. En octobre 2019, nous avons dévoilé le programme de livraison parcours ouest, un projet d'expansion de notre réseau de NGTL et de notre réseau de gazoducs Foothills qui vise à accroître la capacité d'exportation visée par des contrats du réseau de GTN dans la région du nord-ouest bordée par le Pacifique. La partie canadienne du programme d'expansion, dont le coût en capital est estimé à 1,0 G\$, comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 103 km (64 milles) et des installations connexes dont la mise en service se fera à diverses dates au quatrième trimestre de 2022 et au quatrième trimestre de 2023. Le programme de livraison parcours ouest repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité d'environ 275 TJ/j (258 Mpi <sup>3</sup> /j). En 2019, nous avons mis en service des projets d'une valeur d'environ 1,3 G\$.
2020	Le 12 février 2020, nous avons approuvé l'expansion du réseau intrabassin de NGTL visant une nouvelle capacité de livraison intrabassin de 331 TJ/j (309 Mpi <sup>3</sup> /j) soutenue par des contrats pour des périodes de 15 ans. L'expansion compte trois tronçons de gazoduc totalisant 119 km (74 milles), 90 MW de capacité de compression additionnelle et un coût en capital estimatif se chiffrant à 0,9 G\$, et la mise en service se fera à diverses dates à compter de 2023.
<b>Réseau de NGTL – Canalisation principale North Montney (la « CPNM »)</b>	
2018	En juillet 2018, l'ONÉ a rendu, après l'approbation par le gouvernement du Canada de notre demande, une ordonnance modificatrice et un certificat d'utilité publique modifié à l'égard des approbations obtenues pour le projet de CPNM. Cette ordonnance modificatrice a éliminé la condition stipulant qu'une DIF positive doit être prise relativement au projet de Pacific Northwest LNG avant le début de la construction. L'ONÉ a ordonné à NGTL de faire approuver une méthode de conception des droits révisée pour le projet à la suite d'une période provisoire correspondant à un an après l'obtention de la décision du gouvernement du Canada, sous peine de l'imposition de droits calculés à part. La construction du projet de CPNM a été amorcée en août 2018.
2019	En mars 2019, la demande concernant les services et la conception des droits du réseau de NGTL a été déposée auprès de l'ONÉ et comprenait une entente de règlement contesté qui avait été négociée avec le comité sur les droits, le tarif, les installations et les procédures (le « comité DTIP »). Le règlement a l'appui de la majorité des membres du comité DTIP. La demande porte sur la conception des droits, les modalités et conditions de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification pour la CPNM. Étant donné la complexité des questions soulevées dans la demande, la Régie a tenu une audience publique au quatrième trimestre de 2019. Nous nous attendons à ce qu'une décision soit rendue au premier trimestre de 2020. En mai 2019, l'ONÉ a approuvé sans modification et sur une base provisoire, la méthode de tarification proposée pour la CPNM, y compris le supplément demandé, en attendant l'issue de la demande concernant les services et la conception des droits.
2020	Le 31 janvier 2020, le tronçon Aitken Creek de la CPNM, d'une valeur de 1,1 G\$, a été mis en service et s'ajoute aux installations d'une valeur de 0,3 G\$ achevées en 2019. Le reste du projet de 1,6 G\$ devrait être mis en service au deuxième trimestre de 2020 et comporte de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles) ainsi que trois unités de compression et 14 postes de comptage.
<b>Réseau de NGTL – Règlements sur les besoins en produits</b>	
2017	L'accord de deux ans relatif au règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017 (le « règlement 2016-2017 ») est arrivé à échéance le 31 décembre 2017. Le règlement 2016-2017 fixait le RCA à 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, établissait l'amortissement à un taux composé prévu de 3,16 % et fixait les coûts 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 charges de maintien de l'intégrité des gazoducs et les coûts liés aux émissions.
2018	En juin 2018, l'ONÉ a approuvé sans modification le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 (le « règlement 2018-2019 ») et les droits définitifs pour 2018 qui en découlaient. Aux termes du règlement 2018-2019, en vigueur du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2019, le RCA est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et le taux d'amortissement composé est porté de 3,18 % à 3,45 %.
2019	Le règlement 2018-2019 est arrivé à échéance le 31 décembre 2019. Nous continuons de collaborer avec les parties prenantes de NGTL en vue d'établir une nouvelle entente sur les besoins en produits pour 2020 et les années à suivre. Pendant le déroulement des discussions, le réseau de NGTL est exploité aux termes de droits provisoires pour 2020 qui ont été approuvés par la Régie le 6 décembre 2019.

Date	Description du fait nouveau
<b>Réseau principal au Canada – Services de transport à prix fixe longue durée</b>	
2017	En novembre 2017, nous avons commencé à offrir un nouveau service approuvé par l'ONÉ sur le réseau principal au Canada que nous désignons comme le service de transport à prix fixe longue durée jusqu'à Dawn (le « service de TPFLD »). Ce service permet aux producteurs du BSOC de transporter jusqu'à 1,5 PJ/j (1,4 Gpi <sup>3</sup> /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.
2018	En décembre 2018, nous avons annoncé la conclusion de nouveaux contrats visant le transport de 670 TJ/j (625 Mpi <sup>3</sup> /j) de gaz naturel sur le réseau principal au Canada à partir du BSOC. Lorsque l'ONÉ aura approuvé ces contrats, que l'on désigne comme les contrats de TPFLD à la jonction de North Bay, les volumes supplémentaires visés par ces contrats de TPFLD seront acheminés vers les marchés de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du nord-est des États-Unis au moyen de la capacité existante du réseau principal au Canada et des nouvelles installations de compression. Des clients ont conclu des ententes préalables de 15 ans soutenant la réalisation du projet au coût en capital estimatif de 96 M\$.
2019	En janvier 2019, nous avons déposé auprès de l'ONÉ la demande d'approbation des contrats de TPFLD à la jonction de North Bay, lesquels ont été approuvés en mai 2019.
<b>Règlement relatif au réseau principal au Canada</b>	
2017	Le règlement approuvé par l'ONÉ visant les droits et les tarifs applicables au réseau principal au Canada de 2015 à 2030 précisait les droits à pratiquer de 2015 à 2020, mais l'ONÉ a ordonné que ces droits soient soumis à un examen à mi-course de cette période de six ans. Une entente supplémentaire visant la période allant de 2018-2020 a été conclue par TC Énergie et les SDL de l'Est et déposée auprès de l'ONÉ en décembre 2017 (l'« entente supplémentaire »). L'entente supplémentaire, qui obtient le soutien de la plupart des parties prenantes du réseau principal au Canada, proposait une baisse des droits, préservait une entente incitative, qui conférerait la possibilité d'obtenir un RCA de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, et décrivait les besoins en produits et les déterminants de facturation pour la période allant de 2018 à 2020. Les droits intermédiaires pour 2018, établis dans l'entente supplémentaire, ont fait l'objet d'une demande et ont par la suite été approuvés par l'ONÉ en décembre 2017.
2018	En octobre 2018, nous avons clos l'audience par écrit portant sur l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020 en soumettant notre contre-preuve à l'ONÉ. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu sa décision (la « décision de 2018 de l'ONÉ »), dans laquelle il approuvait tous les éléments de la demande, y compris nos prévisions de coût et de volumes, la hausse des taux d'amortissement et la reconduction de notre pouvoir discrétionnaire en matière de prix, mais à l'exception de la période d'amortissement du compte d'ajustement à long terme, qui doit maintenant faire l'objet d'un amortissement de 2018 à 2020. Cette décision a eu pour effet d'abaisser les tarifs avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> février 2019.
2019	En mars 2019, l'ONÉ a approuvé les droits tels qu'ils étaient présentés dans le dépôt de documents de conformité effectué en janvier 2019 relativement à l'examen des droits applicables au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020. En décembre 2019, nous avons déposé auprès de la Régie une demande d'approbation d'un règlement de six ans négocié à l'unanimité avec nos clients et d'autres parties intéressées relativement aux droits applicables au réseau principal au Canada (le « règlement 2021-2026 »). Le règlement a une durée de six ans, de janvier 2021 à décembre 2026, établit le RCA à 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et prévoit un incitatif pour réduire les coûts et/ou pour augmenter les produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour nous.
<b>PROJETS DE PIPELINES DE GNL</b>	
<b>Transport du gaz de Prince Rupert</b>	
2017	En juillet 2017, nous avons été informés que Pacific Northwest 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 du transport du gaz de Prince Rupert. 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.
<b>Coastal GasLink</b>	
2017	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 TC Énergie relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés. En 2017, nous avons reçu des paiements de 88 M\$ relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés depuis le début du projet. Coastal GasLink a déposé une modification au certificat d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique en novembre 2017 qui indiquait un tracé de rechange pour une partie du pipeline.

Date	Description du fait nouveau
2018	En octobre 2018, nous avons annoncé que nous irions de l'avant avec la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink après l'annonce par les participants à la coentreprise avec LNG Canada d'une DIF positive concernant la construction de l'installation de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située à Kitimat, en Colombie-Britannique. Coastal GasLink assurera l'approvisionnement en gaz naturel de l'installation de LNG Canada et il est soutenu par des EST de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement supplémentaires) avec chacun des cinq participants à la coentreprise avec LNG Canada. Coastal GasLink s'étendra sur 670 km (416 milles) et comportera une capacité initiale d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi <sup>3</sup> /j), qui pourrait atteindre éventuellement 5,4 PJ/j (5,0 Gpi <sup>3</sup> /j). Nous avons obtenu tous les permis réglementaires nécessaires pour la capacité initiale, de sorte que les travaux de construction ont débuté en décembre 2018 en vue d'une mise en service en 2023. Coastal GasLink a signé des ententes de projet et des ententes communautaires avec les 20 bandes autochtones choisies le long du tracé du pipeline, confirmant un appui fort des communautés autochtones dans la province. En juillet 2018, un particulier a demandé à l'ONÉ d'évaluer si le gazoduc Coastal GasLink devrait être assujéti à la réglementation fédérale de l'ONÉ. En décembre 2018, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a prononcé une injonction provisoire ordonnant aux opposants au projet de Coastal GasLink de permettre aux travailleurs affectés à sa construction d'accéder à une portion du droit de passage qu'ils bloquaient au sud de Houston, en Colombie-Britannique.
2019	En janvier 2019, la GRC a pris des mesures pour faire respecter l'injonction prononcée par la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Après des négociations, les manifestants ont consenti à se soumettre à l'injonction et à permettre la circulation des travailleurs. En réponse à une action en justice précédemment intentée, l'ONÉ a rendu en juillet 2019 sa décision confirmant que le projet Coastal GasLink relève de la compétence provinciale. En outre, en décembre 2019, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a accordé au projet une injonction interlocutoire validant le droit juridique de poursuivre jusqu'à leur achèvement les travaux autorisés et permis. Les travaux de construction se poursuivent le long du tracé du gazoduc. Les coûts estimatifs du projet s'élèvent à 6,6 G\$, montant qui tient compte de l'élargissement, en 2019, de la portée du projet qui a permis de mieux préciser les estimations relatives aux travaux de construction visant les zones rocheuses et les traverses de cours d'eau. Sous réserve des protocoles de gouvernance de projet et des autorisations concernant le projet Coastal GasLink, nous prévoyons que ces coûts supplémentaires seront inclus dans le montant définitif des droits d'utilisation des gazoducs. En décembre 2019, nous avons conclu une convention de vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Limited Partnership à KKR-Keats Pipeline Investors II (Canada) Ltd. (« KKR ») et à une filiale d'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo »). Au moment de la vente, TC Énergie s'attend à ce que Coastal GasLink finalise une facilité de crédit à la construction garantie avec un consortium bancaire afin de financer jusqu'à 80 % des dépenses en immobilisations du projet durant la construction. La clôture des deux opérations devrait avoir lieu au premier semestre de 2020, sous réserve des approbations et consentements réglementaires habituels, dont le consentement de LNG Canada. Dans le cadre de l'opération, Coastal GasLink Limited Partnership nous confiera en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc. Conformément aux modalités de la vente, nous recevrons un produit forfaitaire unique qui comprendra le remboursement d'une quote-part de 65 % des coûts de projet engagés à la date de clôture ainsi que des séries de paiements pendant la construction et l'exploitation du gazoduc. Nous prévoyons inscrire un gain d'environ 600 millions de dollars, après impôt, à la clôture de la transaction, montant qui comprend le gain sur la vente, la réévaluation nécessaire à la juste valeur de notre participation résiduelle de 35 % et la comptabilisation d'avantages fiscaux qui n'ont pas encore été comptabilisés. Au moment de la clôture, nous prévoyons de comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation. Le recours à des partenaires, l'établissement d'une facilité de financement réservée au projet, le recouvrement de paiements en espèces pendant la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et la rémunération au titre des coûts engagés à ce jour devraient combler l'essentiel de nos besoins de financement jusqu'à l'achèvement du projet. Nous nous sommes également engagés à collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink, auxquelles nous offrirons la possibilité d'investir dans le projet. Ainsi, de façon concomitante à la vente, nous leur offrirons l'option d'acquérir une participation de 10 % dans le gazoduc selon des modalités semblables à celles qui ont été accordées à KKR et AIMCo.

## Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs américains

Date	Description du fait nouveau
<b>GAZODUCS AMÉRICAINS – COLUMBIA PIPELINE GROUP</b>	
<b>Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL »)</b>	
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.

Date	Description du fait nouveau
<b>Vente d'actifs de Columbia Midstream</b>	
2019	En août 2019, nous avons mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à UGI Energy Services, LLC pour un produit d'environ 1,3 G\$ US avant les ajustements postérieurs à la clôture. La vente a donné lieu à un gain de 21 M\$ avant impôt (une perte de 152 M\$ après impôt), compte tenu d'un écart d'acquisition de 595 M\$ de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice. Cette vente ne comprenait aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, notre entreprise d'exploitation des minéraux dans le bassin des Appalaches.
<b>Columbia Gas - Leach XPress</b>	
2018	Le projet de 1,6 G\$ US a été mis en service en janvier 2018. Le projet Leach XPress transporte environ 1,6 PJ/j (1,5 Gpi <sup>3</sup> /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 et 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).
<b>Columbia Gas - Mountaineer XPress</b>	
2017	Le certificat de la FERC pour le projet Mountaineer XPress a été reçu en décembre 2017. Le projet a pour but de transporter la production provenant des zones schisteuses de Marcellus et d'Utica jusqu'à des points se trouvant le long du réseau et jusqu'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).
2019	Le projet Mountaineer XPress a été mis en service graduellement au cours du premier trimestre de 2019. Les coûts du projet ont été révisés à la hausse pour atteindre 3,5 G\$ US; ces hausses s'expliquent essentiellement par des retards dans l'obtention des autorisations réglementaires de la FERC et d'autres organismes gouvernementaux, par l'accroissement des coûts liés aux travaux de construction des entrepreneurs en raison de la demande particulièrement élevée de ressources de construction dans la région, par la fréquence inhabituellement élevée des conditions météorologiques défavorables pendant la construction et par les modifications apportées aux plans de travail des entrepreneurs afin d'atténuer les retards de construction causés par ce qui précède.
<b>Columbia Gas – WB XPress</b>	
2017	Le certificat de la FERC pour le projet WB XPress a été reçu en novembre 2017.
2018	Les sections Ouest et Est du projet WB XPress, qui visait le transport d'environ 1,4 PJ/j (1,3 Gpi <sup>3</sup> /j) de l'offre de gaz de Marcellus en direction ouest vers la côte du golfe du Mexique et en direction est vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique, ont été mises en service en octobre 2018 et en novembre 2018, respectivement.
<b>Columbia Gas – Buckeye XPress</b>	
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 pipelinière supplémentaire d'environ 290 TJ/j (275 Mpi <sup>3</sup> /j) pour recevoir la production grandissante tirée des Appalaches.
2020	Le certificat de la FERC pour le projet a été reçu en janvier 2020, et nous nous attendons à ce que le projet soit mis en service vers la fin de 2020.
<b>Columbia Gulf – Règlement tarifaire</b>	
2019	En décembre 2019, la FERC a approuvé le règlement tarifaire non contesté de Columbia Gulf établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seront en vigueur pour Columbia Gulf à compter du 1 <sup>er</sup> août 2020 et instituant un moratoire sur les tarifs jusqu'au 1 <sup>er</sup> août 2022.
<b>Columbia Gulf – Rayne XPress</b>	
2017	Le projet de 0,4 G\$ US a été mis en service en novembre 2017. Le projet transporte environ 1,1 PJ/j (1 Gpi <sup>3</sup> /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).

Date	Description du fait nouveau
<b>Columbia Gulf – Gulf XPress</b>	
2017	En décembre 2017, nous avons reçu le certificat de la FERC pour le projet Gulf XPress. Le projet est associé au prolongement du projet Mountaineer Xpress visant à acheminer la production tirée des Appalaches vers la côte du golfe du Mexique par l'ajout de sept nouvelles stations de compression médianes le long du tracé de Columbia Gulf.
2019	Le projet de 0,6 G\$ US a été mis en service graduellement au cours du premier trimestre de 2019.
<b>Columbia Gulf – Cameron Access</b>	
2018	Le projet Cameron Access a été mis en service en mars 2018. Le projet d'une valeur de 0,3 G\$ US a pour but de transporter environ 0,9 PJ/j (0,8 Gpi <sup>3</sup> /j) de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane.
<b>Columbia Gulf – Louisiana XPress</b>	
2018	En novembre 2018, nous avons approuvé le projet Louisiana XPress, qui doit assurer le lien direct entre l'approvisionnement et les marchés d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique et comprendra la construction de trois nouvelles stations de compression médianes le long du réseau de Columbia Gulf.
2019	Le certificat de la FERC pour le projet Louisiana XPress a été déposé en juillet 2019. Le service provisoire pour les expéditeurs de Louisiana XPress a débuté en novembre 2019. Le projet, dont le coût estimatif est de 0,4 G\$ US, devrait être mis en service en 2022.
<b>Columbia Gulf - East Lateral XPress</b>	
2019	En mai 2019, nous avons approuvé le projet East Lateral XPress, projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf, qui doit assurer le lien direct entre l'approvisionnement et les marchés d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Sous réserve d'une DIF positive du client, il est prévu que la mise en service aura lieu en 2022 et que les coûts estimatifs du projet s'élèveront à 0,3 G\$ US.
<b>Programmes de modernisation I et II</b>	
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 <sup>er</sup> février de l'année suivante.
<b>AUTRES GAZODUCS AMÉRICAINS</b>	
<b>Pipeline d'ANR – Grand Chenier XPress</b>	
2019	En juillet 2019, nous avons approuvé le projet Grand Chenier XPress, qui doit assurer le lien direct entre l'approvisionnement et les marchés d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique et qui comprendra des améliorations connexes à sa station de compression Eunice existante, la construction d'une station de compression médiane et l'ajout d'un nouveau point de livraison situé au point de raccordement, de postes de comptage et d'installations connexes le long du tracé du pipeline d'ARN. Le certificat de la FERC pour le projet a été déposé en octobre 2019. Le projet, dont le coût estimatif est de 0,2 G\$ US, devrait être mis en service en 2021 pour ce qui est de la première phase et en 2022 pour ce qui est de la deuxième phase.
<b>Pipeline d'ANR – Alberta XPress</b>	
2020	Le 12 février 2020, nous avons approuvé le projet Alberta XPress, qui est un projet d'expansion du réseau de pipelines d'ANR mettant à profit la capacité existante du réseau Great Lakes et du réseau principal au Canada pour acheminer l'offre grandissante en provenance du BSOC vers les marchés d'exportation des GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Il est prévu que la mise en service aura lieu en 2022 et que les coûts estimatifs du projet s'élèveront à 0,3 G\$ US.
<b>Gas Transmission Northwest – GTN XPress</b>	
2019	En octobre 2019, TC Pipelines, LP (« TCLP ») a approuvé le projet GTN XPress, un projet intégré d'accroissement de la fiabilité et d'expansion du réseau de GTN qui permettra de transporter les volumes supplémentaires découlant du programme de livraison parcours ouest du réseau de NGTL (voir la rubrique <i>Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens — Pipelines réglementés au Canada — Pipelines réglementés au Canada — Réseau de NGTL — Programmes d'expansion</i> ci-dessus). Le projet, dont le coût estimatif est de 0,3 G\$ US, devrait être achevé vers la fin de 2023.

Date	Description du fait nouveau
<b>Great Lakes</b>	
2017	En 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 <sup>er</sup> janvier 2018. Dans le cadre du service de TPFLD jusqu'au réseau principal au Canada (voir la rubrique <i>Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens — Pipelines réglementés au Canada — Réseau principal au Canada — Services de transport à prix fixe longue durée</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 approuvé par l'ONÉ, avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> novembre 2017, prévoit des options de réduction des volumes jusqu'à concurrence de la quantité totale visée par contrat à compter de la troisième année.
<b>Portland Natural Gas Transmission System</b>	
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 Portland Natural Gas Transmission System (« Portland ») à TCLP. Le produit de ces opérations s'élevait à 765 M\$ US, avant les rajustements postérieurs à la clôture, et comprenait une somme en espèces de 597 M\$ US et une somme de 168 M\$ US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de Portland. En décembre 2017, Portland a signé des ententes préalables 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 Portland, qui sera portée de 222 TJ/j (210 Mpi <sup>3</sup> /j) à 290 TJ/j (275 Mpi <sup>3</sup> /j). Le projet Portland XPress d'environ 80 M\$ US sera réalisé en conjonction avec l'augmentation de la capacité en amont. Les dates de mise en service du projet Portland XPress s'étalent sur une période de trois ans.
2018	La première phase de Portland XPress a été mise en service le 1 <sup>er</sup> novembre 2018.
2019	La deuxième phase de Portland XPress a été mise en service le 1 <sup>er</sup> novembre 2019.
<b>Iroquois Gas Transmission System, L.P. (« Iroquois »)</b>	
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 Portland à TCLP. Voir la rubrique <i>Portland Natural Gas Transmission System</i> ci-dessus.

## Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs au Mexique

Date	Description du fait nouveau
<b>GAZODUCS AU MEXIQUE</b>	
<b>Topolobampo</b>	
2017	Le projet Topolobampo consiste en un gazoduc d'un diamètre de 30 pouces d'une longueur de 572 km (355 milles) qui reçoit du gaz de gazoducs en amont près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et transporte 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. Le projet Topolobampo était pratiquement terminé en 2017, à l'exception d'un tronçon de 20 km (12 milles) qui subissait le contrecoup des retards auxquels s'est heurté le Secrétariat de l'Énergie, ministère qui dirige au Mexique les consultations avec la population autochtone. 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 du gazoduc s'élevait 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.
2018	Le projet Topolobampo a été mis en service en juin 2018.
<b>Mazatlán</b>	
2017	En novembre 2012, nous avons obtenu le contrat pour construire le projet Mazatlán et pour en être les propriétaires-exploitants. 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 <sup>3</sup> /j) de gaz naturel. La construction s'est achevée en 2016. Le projet Mazatlán a été pleinement mis en service en juillet 2017.



Date	Description du fait nouveau
<b>Tula</b>	
2017	La construction du gazoduc Tula a été pratiquement achevée en 2017, à l'exception d'un tronçon d'environ 90 km (56 milles).
2018	La CFE a approuvé la reconnaissance des événements de force majeure pour le gazoduc Tula, y compris la continuation des paiements de frais fixes de capacité qui nous sont versés depuis le premier trimestre de 2018. Le début des travaux de construction du tronçon central du projet a été reporté en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. Nous avons négocié des contrats distincts avec la CFE en vue de la mise en service de certains tronçons du gazoduc dès que du gaz sera prêt à être transporté.
2019	La CFE a déposé une demande d'arbitrage en vertu du contrat demandant l'annulation des clauses qui régissent les responsabilités respectives des parties en cas de force majeure et le remboursement de certains frais fixes de capacité. Nous avons convenu de suspendre l'arbitrage pendant la poursuite des négociations. Le tronçon est du gazoduc Tula peut être utilisé pour des services de transport interruptible jusqu'à ce que le service régulier aux termes du contrat de la CFE débute. Le début des travaux de construction du tronçon central du projet Tula a été reporté en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. Le tronçon ouest du gazoduc Tula est terminé sur le plan mécanique et il devrait entrer en service dès que du gaz sera accessible. Une fois le processus de consultation mené à bien, le projet devrait être achevé dans un délai d'environ deux ans. Nous avons reçu des paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure jusqu'en juin 2019, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.
<b>Villa de Reyes</b>	
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 deuxième moitié de 2019.
2018	La CFE a approuvé la reconnaissance des événements de force majeure pour le gazoduc Villa de Reyes, y compris la continuation des paiements de frais fixes de capacité qui nous sont versés depuis le premier trimestre de 2018. Nous avons négocié des contrats distincts avec la CFE en vue de la mise en service de certains tronçons du gazoduc dès que du gaz sera prêt à être transporté.
2019	La CFE a déposé une demande d'arbitrage en vertu du contrat demandant l'annulation des clauses qui régissent les responsabilités respectives des parties en cas de force majeure et le remboursement de certains frais fixes de capacité. Nous avons convenu de suspendre le processus d'arbitrage pendant la poursuite des négociations. La construction du projet Villa de Reyes est en cours, la mise en service graduelle du projet devrait commencer au deuxième trimestre de 2020 et la mise en service complète est prévue d'ici la fin de 2020. Nous avons reçu des paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure jusqu'en mai 2019, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.
<b>Sur de Texas</b>	
2017	Environ 60 % de la construction de l'infrastructure extracôtière était terminée en décembre 2017.
2018	La construction de l'infrastructure extracôtière a été achevée en mai 2018. Une convention de modification a été signée avec la CFE qui reconnaît les événements de force majeure, et les versements de frais fixes de capacité ont débuté en octobre 2018.
2019	L'exploitation commerciale du gazoduc Sur de Texas a commencé en septembre 2019 après la signature de la convention de modification avec la CFE. L'entente initiale visant Sur de Texas établissait des droits variables sur une durée contractuelle de 25 ans. Par suite de la modification, le contrat a été prolongé de 10 ans, et la CFE obtiendra des services de transport sur 35 ans selon une structure tarifaire normalisée fondée sur les coûts de construction réels qui prévoit des droits fixes initiaux pour les 25 premières années du contrat et des droits fixes plus élevés pour les 10 dernières années du contrat. Les autres modalités et conditions du contrat restent essentiellement les mêmes. Les produits mensuels tirés de ce gazoduc seront constatés à un taux moyen normalisé sur la durée contractuelle de 35 ans.

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
<b>Réseau de pipelines Keystone</b>	
2017	Au quatrième trimestre de 2017, nous avons mis fin aux appels de soumissions pour le pipeline Keystone et pour Marketlink et obtenu des appuis contractuels à long terme supplémentaires. En 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, et le pipeline a été réparé et remis en service; le tronçon touché fonctionne à pression réduite.
2018	En 2018, nous avons clôturé avec succès les appels de soumissions visant Marketlink ayant servi à conclure des contrats supplémentaires à l'appui de ceux-ci. Nous avons agrandi nos installations terminales en nous affairant à l'achèvement d'installations de stockage supplémentaires de un million de barils à Cushing, en Oklahoma.
2019	Au début de février 2019, le pipeline Keystone a été mis en arrêt temporairement après la détection d'une fuite près de St. Charles, au Missouri. Le pipeline a été remis en service le jour même, mais le tronçon qui relie Steele City, au Nebraska, à Patoka, en Illinois, a été remis en service à la mi-février 2019. En octobre 2019, le pipeline Keystone a été mis en arrêt temporairement après la détection d'une fuite près d'Edinburg, au Dakota du Nord. Le pipeline a été remis en service en novembre 2019 après l'approbation du plan de réparation et de remise en service par la PHMSA.
<b>Keystone XL</b>	
2017	En janvier 2017, le président des États-Unis a signé un mémorandum présidentiel invitant TC Énergie à déposer une nouvelle demande de permis présidentiel américain (le « permis présidentiel »), que nous avons soumise par la suite au Département d'État. En février 2017, nous avons présenté auprès de la PSC de l'État du Nebraska une demande d'approbation du tracé de l'oléoduc Keystone XL à travers l'État. En mars 2017, le Département d'État a délivré un permis présidentiel autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada de 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, qui avaient toutes deux été soumises en 2016. 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 en novembre 2017. 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 Keystone XL depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique, qui s'est conclu en octobre 2017. En novembre 2017, nous avons obtenu l'approbation de la PSC pour le tracé de rechange de la canalisation principale et 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 en décembre 2017. En décembre 2017, des parties opposées à 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.
2018	Nous avons obtenu des appuis commerciaux à l'égard de toute la capacité disponible du projet Keystone XL et avons amorcé certaines activités préalables à la construction. La Cour suprême du Nebraska a accepté d'entendre l'appel concernant l'approbation du tracé par la PSC de l'État du Nebraska, et les plaidoiries ont été entendues en novembre 2018. Le permis présidentiel a été contesté dans le cadre de deux poursuites distinctes intentées au Montana. Collectivement avec le Département de la justice, nous avons participé à ces poursuites pour défendre tant la délivrance du permis présidentiel que les évaluations environnementales exhaustives à l'appui des démarches du président américain. Les plaidoiries portant sur le bien-fondé de ces poursuites ont été entendues au deuxième trimestre de 2018. Au troisième trimestre de 2018, la Cour de district du Montana a rendu une ordonnance partielle exigeant que le Département de la justice et le Département d'État (collectivement, les « défenseurs fédéraux ») préparent un énoncé supplémentaire des incidences environnementales (l'« ESIE ») pour compléter l'ESIE définitif de 2014. Au quatrième trimestre de 2018, le juge de la Cour de district du Montana a déclaré non valide le permis présidentiel et a frappé le projet Keystone XL d'une injonction partielle. Nous avons déposé une demande auprès de la Cour de district des États-Unis pour obtenir un sursis quant aux diverses décisions relatives à la délivrance du permis présidentiel et aux vastes évaluations environnementales menées à l'appui de ce permis. En septembre 2018, deux communautés autochtones des États-Unis ont intenté une poursuite au Montana pour contester le permis présidentiel. La PUC du Dakota du Sud a délivré le permis relatif au projet Keystone XL en juin 2010 et l'a certifié en janvier 2016. Un appel de cette certification a été rejeté en juin 2017, et cette décision a ensuite été contestée devant la Cour suprême du Dakota du Sud. En juin 2018, la Cour suprême a rejeté l'appel contestant la certification du permis concernant le projet Keystone XL en indiquant que le tribunal inférieur n'avait pas la compétence nécessaire pour entendre l'affaire. Cette décision est finale puisque l'arrêt de la Cour suprême ne peut être porté en appel.



Date	Description du fait nouveau
2019	En mars 2019, le président américain a délivré un nouveau permis présidentiel pour le projet Keystone XL, lequel remplace le permis présidentiel de 2017. Ce nouveau permis a entraîné l'abandon de certaines actions en justice concernant le permis présidentiel de 2017 et l'injonction interdisant certains travaux préalables à la construction et la construction du projet. La cour de district fédérale du Montana a été saisie de poursuites dont la portée a été étendue pour inclure des contestations du permis présidentiel de 2019. En août 2019, la Cour suprême du Nebraska a confirmé la décision rendue en novembre 2017 par la PSC de l'État du Nebraska qui approuvait le tracé du pipeline Keystone XL dans l'État. Le Département d'État a publié un ESIE définitif pour le projet en décembre 2019. L'ESIE définitif complète l'ESIE de 2014 pour Keystone XL et vient appuyer les permis du Bureau of Land Management et du U.S. Army Corps of Engineers.
2020	Le 7 février 2020, nous avons reçu l'approbation du Bureau of Land Management des États-Unis autorisant la construction du pipeline Keystone XL dont le tracé traverse des terres administrées par le gouvernement fédéral dans le Montana et des terres administrées par le U.S. Army Corps of Engineers à proximité du fleuve Missouri. Nous continuons de gérer activement les questions d'ordre juridique et réglementaire à mesure que le projet avance.
<b>Énergie Est</b>	
2017	En 2017, après un examen attentif, nous avons informé l'ONÉ que nous abandonnions le processus de demande de permis présidentiel américain pour le 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 de dépréciation 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.
<b>Grand Rapids</b>	
2017	En 2017, le pipeline Grand Rapids, dont sont copropriétaires TC Énergie et Petrochina Canada Ltd. (auparavant Brion), a été mis en service. Le réseau de transport de pétrole brut de 0,7 G\$ et d'une longueur de 460 km (287 milles) relie la zone de production du nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux dans la région du marché de Heartland, en Alberta.
<b>Northern Courier</b>	
2017	En 2017, le réseau de pipelines Northern Courier d'une longueur de 90 km (56 milles) qui transporte 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, a été mis en service.
2019	En juillet 2019, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à AIMCo pour un produit brut de 144 M\$, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 M\$ avant impôt, après comptabilisation de notre participation résiduelle de 15 % à la juste valeur. Le gain après impôt de 115 M\$ reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés au cours des années antérieures. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 G\$, dont le produit a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global de 1,15 G\$ pour TC Énergie découlant de la monétisation de cet actif. Nous demeurons l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabilisons notre participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans nos états financiers consolidés.

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 ET STOCKAGE

### Faits nouveaux dans le secteur de l'énergie et du stockage

Date	Description du fait nouveau
<b>ÉNERGIE AU CANADA</b>	
<b>Centrales alimentées au gaz naturel de l'Ontario</b>	
2018	La construction est essentiellement terminée, et les activités de mise en service se poursuivent à notre centrale alimentée au gaz naturel de 900 MW dans l'enceinte de la centrale Lennox d'Ontario Power Generation Inc., située à Greater Napanee, dans l'est de l'Ontario.
2019	En mars 2019, un bris d'équipement s'est produit à Napanee pendant le déroulement des activités de mise en service et a retardé le démarrage initial. Le bris d'équipement a été réparé, et les dernières activités de mise en service se poursuivent en vue d'amorcer l'exploitation commerciale du projet, dont le coût estimatif est de 1,8 G\$, vers la fin du premier trimestre de 2020. En juillet 2019, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale d'Ontario Power Generation Inc. pour un produit d'environ 2,87 G\$, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin du premier trimestre de 2020 sous réserve du respect des conditions, qui comprennent l'obtention des approbations réglementaires et le commencement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente. Nous prévoyons que cette vente donnera lieu à une perte totale d'environ 380 M\$ avant impôt (280 M\$ après impôt).
<b>Cartier Énergie Éolienne</b>	
2018	En octobre 2018, nous avons réalisé la vente, à Innergex énergie renouvelable inc., de notre participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie Éolienne au Québec pour un produit net d'environ 630 M\$, avant les ajustements postérieurs à la clôture, qui a donné lieu à un gain de 170 M\$ (143 M\$ après impôt).
<b>Bruce Power</b>	
2018	En septembre 2018, Bruce Power a soumis à l'IESO son estimation définitive du coût et de l'échéancier (base d'estimation) pour le programme de remplacement des composants majeurs (le « RCM ») du réacteur 6, et l'IESO a vérifié la base d'estimation.
2019	En avril 2019, le prix contractuel pour Bruce Power est passé d'environ 68 \$ par MWh à environ 78 \$ par MWh, compte tenu des coûts transférables; ce prix contractuel ajusté définitif reflète les capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCM du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs ainsi que les ajustements liés à l'inflation annuelle.
2020	L'arrêt d'exploitation pour RCM du réacteur 6 de Bruce Power a débuté le 17 janvier 2020 et devrait se terminer à la fin de 2023. Nous comptons investir environ 2,4 G\$ dans les programmes visant à prolonger la durée de vie de Bruce Power jusqu'en 2023, ce qui comprend le RCM du réacteur 6, et environ 5,8 G\$ après 2023. Les investissements futurs dans le RCM feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et l'IESO.
<b>Énergie solaire en Ontario</b>	
2017	En 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 Axiom Infinity Solar LP. Le 19 décembre 2017, nous avons conclu la vente pour la somme de 541 M\$, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 127 M\$ (136 M\$ après impôt).
<b>Centrale de Coolidge</b>	
2018	En décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie au CAE, a exercé par la suite son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, et nous avons résilié l'entente conclue avec SWG.
2019	En mai 2019, nous avons conclu la vente à SRP conformément aux modalités de son droit de premier refus pour un produit de 448 M\$ US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 68 M\$ avant impôt (54 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

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) et d'une charge de dépréciation de 1 085 M\$ (656 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. En 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.
2018	En mars 2018, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail des États-Unis pour un produit d'environ 23 M\$ US et comptabilisé un bénéfice de 10 M\$ US (7 M\$ US après impôt).
2019	En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette opération marque la fin de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.

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

## Activités de TC Énergie

Notre entreprise regroupe des actifs des secteurs des pipelines et du stockage qui transportent, stockent ou livrent du gaz naturel et du pétrole brut ainsi que des actifs du secteur de la production d'électricité qui produisent de l'électricité afin de répondre aux besoins des entreprises et des collectivités dans tout le continent.

Notre vision, c'est d'être la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord et de concentrer nos efforts sur des projets d'infrastructures énergétiques dans les régions où nous bénéficions ou pourrions bénéficier d'un solide avantage concurrentiel. Nos produits tirés de l'exploitation par secteur pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 figurent à la rubrique *Au sujet de la société — Points saillants des résultats financiers de 2019 — 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 TC Énergie.

## GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs transporte du gaz naturel à partir de bassins d'approvisionnement jusqu'à des sociétés de distribution locales, à des centrales électriques, à des installations industrielles, à des pipelines de raccordement, à des terminaux d'exportation de GNL et à d'autres entreprises un peu partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage du gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 535 Gpi<sup>3</sup>, ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes des principaux marchés d'Amérique du Nord.

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, en Oklahoma et sur la côte américaine du golfe du Mexique, de même que les sources d'approvisionnement en pétrole brut américaines depuis le carrefour pétrolier clé de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Nous assurons également le transport de liquides en Alberta.

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

Tous nos gazoducs canadiens sont réglementés par la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») (anciennement, l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ »)) en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (Canada) (la « Loi sur la Régie »), à l'exception de Coastal GasLink, qui est actuellement en construction, et de Ventures LP.

Le 28 août 2019, la Loi sur la Régie est entrée en vigueur et a remplacé la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et l'ONÉ a été remplacé par la Régie. L'entrée en vigueur de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact* a aussi modifié le processus d'évaluation d'impact et la prise de décisions concernant les grands projets de pipelines transfrontaliers désignés : la nouvelle loi exige que les projets désignés par la Régie soient évalués par la commission d'examen intégré de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, auparavant appelée Agence canadienne d'évaluation environnementale, et la Régie. Tous les projets de TC Énergie soumis pour examen à l'ONÉ avant le 28 août 2019 continueront d'être évalués par la Régie en vertu de la précédente *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en conformité avec les règles transitoires de la Loi sur la Régie.

La Régie 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. La Régie approuve les droits et les services qui permettent à TC Énergie 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 nos gazoducs canadiens. De façon générale, les gazoducs canadiens demandent que la Régie 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 de NGTL était exploité aux termes d'un règlement sur les besoins en produits de deux ans pour 2018-2019 qui comprenait un accord incitatif avec les expéditeurs prévoyant un mécanisme de partage à parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. De plus amples renseignements concernant le règlement 2018-2019 figurent ci-dessus à la rubrique *Gazoducs — Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens* et à la rubrique *Gazoducs — Canada — Les rouages de notre secteur des gazoducs au Canada* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Le réseau principal canadien entame la dernière année d'une convention de règlement de six ans à droits fixes, qui prévoit un accord incitatif. Ce type de convention incite les exploitations de pipelines à réduire leurs coûts et/ou à augmenter leurs produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour TC Énergie.

En décembre 2019, nous avons soumis à la Régie une demande d'approbation d'une convention de six ans négociée à l'unanimité avec nos clients et d'autres parties intéressées relativement aux droits du réseau principal canadien dont la durée de six ans s'échelonne de janvier 2021 à décembre 2026. De plus amples renseignements concernant le règlement 2021-2026 figurent ci-dessus à la rubrique *Gazoducs — Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens* et à la rubrique *Gazoducs — Canada — Faits marquants – Gazoducs réglementés au Canada — Réseau principal au Canada* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Les nouvelles installations sur nos gazoducs canadiens ou qui y sont associées sont approuvées par la Régie avant leur mise en chantier, et la Régie réglemente l'exploitation de chacun des gazoducs. Le résultat net des gazoducs varie en

fonction des changements apportés à la base d'investissement, du RCA autorisé, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et de la possibilité de produire des revenus incitatifs.

### **Projet de gazoduc Coastal GasLink**

Le projet de gazoduc Coastal GasLink est développé principalement sous le régime réglementaire administré par l'OGC et l'Environmental Assessment Office (Colombie-Britannique) (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**

La Régie 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 le réseau de pipelines Keystone et ses expéditeurs et approuvée par la Régie. Les pipelines Northern Courier, White Spruce et Grand Rapids sont réglementés par l'AER. L'AER réglemente la construction et l'exploitation des pipelines et des installations associées en Alberta.

## **États-Unis**

### **Gazoducs**

TC Énergie 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 et les installations de stockage du gaz naturel dont la Société est entièrement ou partiellement propriétaire aux États-Unis constituent des *sociétés de gaz naturel (natural gas companies)* assujetties 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. La sécurité des gazoducs est régie par la PHMSA. Les gazoducs qui traversent la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis, comme les gazoducs Great Lakes, GTN et Portland, doivent obtenir un permis présidentiel du Département d'État.

### **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 pipelinières 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. Qui plus est, les projets de pipelines de liquides qui traversent des terres ou des eaux domaniales des États-Unis nécessitent des permis fédéraux.

## Mexique

### Gazoducs

Les pipelines de TC Énergie au Mexique sont réglementés par la Comisión Reguladora de Energía (la « CRE »), qui approuve l'exploitation de toute l'infrastructure pipelinière. 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 ET STOCKAGE

En marge du changement de dénomination de notre société pour TC Énergie, le secteur de l'énergie a été renommé le secteur de l'énergie et du stockage. Ce secteur compte des actifs de production d'électricité et des actifs de stockage du gaz naturel non réglementés.

Notre secteur de l'énergie comporte une capacité de production d'environ 6 000 MW dont nous sommes actuellement propriétaires ou que nous sommes en train d'aménager. Nos actifs de production d'électricité sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick et sont alimentés au gaz naturel et à l'énergie nucléaire. 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 Gpi<sup>3</sup> en Alberta.

De plus amples renseignements sur les actifs énergétiques et de stockage que nous exploitons et ceux qui sont actuellement en construction, ainsi que sur nos avoirs dans le secteur de l'énergie et du stockage, les faits nouveaux importants et les possibilités en ce qui concerne notre entreprise d'énergie et de stockage figurent à la rubrique *Énergie et stockage* 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 TC Énergie, TCPL, comptait 7 305 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)	2 707
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	612
Est du Canada	321
Houston (comprend les employés canadiens travaillant aux États-Unis)	818
Midwest des États-Unis	892
Nord-est des États-Unis	225
Sud-est des États-Unis/côte américaine du golfe du Mexique (à l'exclusion de Houston)	1 322
Côte ouest des États-Unis	83
Mexique	325
<b>Total</b>	<b>7 305</b>

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

Le comité santé, sécurité, durabilité et environnement (« SSDE ») du conseil surveille le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus, la sécurité du personnel et les risques associés à l'environnement et au changement climatique et supervise l'élaboration et la mise en œuvre de politiques, de programmes et de mécanismes relatifs aux questions de SSDE 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, appelé TOMS, s'inspire des normes internationales, notamment de la norme ISO 14001 sur les systèmes de gestion environnementale de l'Organisation internationale de normalisation (« ISO ») et de la norme intitulée *Occupational Health and Safety Assessment Series* sur la santé et la sécurité au travail. Le système TOMS est conforme aux normes sectorielles applicables et respecte les exigences réglementaires applicables. Il couvre nos projets et nos activités et suit un cycle d'amélioration continue articulé 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
- vérification – déclaration des incidents, enquête sur ceux-ci et surveillance du rendement
- action – activités d'assurance et examen du rendement par la direction

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

- la gouvernance générale en matière de SSDE
- 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
- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques relatifs aux questions de SSDE, y compris les risques associés au changement climatique qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TC Énergie
- les questions de durabilité, y compris les risques et possibilités se rapportant aux questions sociales et environnementales et au changement climatique
- notre programme sur la santé et l'hygiène industrielle
- l'approche de la direction quant à la communication volontaire au public d'information sur les questions de SSDE

Le comité SSDE 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 sur le 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 TC Énergie figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Autres renseignements — Gestion des risques d'entreprise — Santé, sécurité, durabilité et*



*environnement*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. En règle générale, le comité SSDE ou le président du comité SSDE 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 santé, de sécurité, de durabilité et d'environnement. De plus, le conseil et le comité SSDE effectuent chaque année une visite conjointe de site.

## Santé et sécurité

La sécurité, qui est l'une de nos valeurs d'entreprise, 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 nos infrastructures pipelinières, énergétiques et de stockage sont hautement prioritaires. Tous les actifs sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu que lorsque toutes les exigences imposées sont remplies.

Nous effectuons 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. TC Énergie 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. Nous offrons par ailleurs une formation annuelle à tout notre 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. 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. Nous réalisons des évaluations environnementales de nos projets dans le cadre de notre programme environnemental. Ces évaluations environnementales comportent des études sur le terrain portant sur les ressources naturelles, la biodiversité et l'utilisation des terres existantes ainsi que sur l'empreinte qu'auraient nos projets proposés sur divers éléments, comme la végétation, les sols, la faune, les ressources en eau, les milieux humides et les zones protégées. L'information recueillie au cours de l'évaluation des impacts environnementaux sert à élaborer des plans de protection de l'environnement propres à chaque projet dans le but de préserver et de protéger l'environnement pendant la construction. Le programme environnemental comprend par ailleurs des pratiques et procédures visant à gérer les répercussions environnementales défavorables éventuelles sur les ressources pendant l'exploitation.

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, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance 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 importantes en matière d'environnement prévues dans la législation et la réglementation de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous nous

conformons également à toutes les exigences légales et réglementaires importantes relatives à l'obtention de permis dans le cadre de l'établissement du tracé et de l'élaboration de nos projets. 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

Nous avons mis en place un certain nombre de documents de gouvernance, dont des déclarations d'engagement, des politiques et des normes afin d'aider à gérer les relations avec les Autochtones et les parties prenantes. Nous nous sommes dotés d'une politique relative au code d'éthique des affaires (le « code ») qui s'applique à l'ensemble des employés, des dirigeants et des administrateurs ainsi qu'aux entrepreneurs occasionnels de TC Énergie et de ses filiales en propriété exclusive 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 prenantes se fonde sur la nécessité de nouer des relations, le respect mutuel et la confiance tout en reconnaissant les valeurs, les besoins et les intérêts propres à chaque communauté. Notre déclaration d'engagement sur les relations avec les Autochtones et la participation des parties prenantes 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 groupe autochtone et à chaque partie prenante.

Notre politique sur les relations avec les Autochtones s'appuie sur des lignes directrices visant à assurer que les interactions et échanges sont constructifs et se déroulent dans un cadre respectueux où est mise de l'avant une approche transparente fondée sur des principes. Nous travaillons avec les groupes autochtones afin de trouver des solutions et des avantages mutuellement acceptables et de favoriser les relations à long terme en appui aux objectifs commerciaux et relatifs à la responsabilité d'entreprise de TC Énergie. Cette politique reconnaît 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.

Nous nous sommes également dotés 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 groupes autochtones et les parties prenantes 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 *Gazoducs — Risques d'entreprise*, *Pipelines de liquides — Risques d'entreprise*, *Énergie et stockage — Risques d'entreprise* et *Autres renseignements — Gestion des risques d'entreprise*, 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 TC Énergie et juge du niveau approprié de dividendes à déclarer au trimestre suivant. Nos versements de dividendes actuels proviennent principalement des dividendes que TC Énergie reçoit à titre d'actionnaire ordinaire unique de TCPL.

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, notre capacité à déclarer et à verser des dividendes ou à procéder à des distributions dans certaines circonstances. La direction est d'avis que ces dispositions ne restreignent actuellement pas notre capacité à déclarer ou à verser des dividendes.

Qui plus est, 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 de TCPL sont émises aux porteurs de billets de fiducie à la suite de certains événements associés à la faillite, il serait interdit à TC Énergie 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. Aucune action privilégiée dans un cas de report ni aucune action privilégiée issue de l'échange de TCPL n'a jamais été émise.

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 2020 sont indiqués dans le rapport de gestion à la rubrique *Au sujet de la société — Points saillants des résultats financiers de 2019 — Dividendes*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

## Description de la structure du capital

### CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TC Énergie 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 TC Énergie 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 TC Énergie 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 TC Énergie lors de la dissolution ou de la liquidation de la Société.

Nous avons un régime de droits des actionnaires conçu pour assurer, dans la mesure du possible, que tous les actionnaires de TC Énergie 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 TC Énergie 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.

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (le « RRD ») de TC Énergie, les porteurs admissibles d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de TC Énergie peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements en espèces facultatifs pour obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TC Énergie. Du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 31 octobre 2019, les actions ordinaires étaient émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % par rapport à leur cours pendant une période donnée. Depuis les dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires acquises aux termes du RRD ne seront plus des actions ordinaires nouvellement émises à escompte sur le capital autorisé, mais sont plutôt acquises sur le marché libre à un prix correspondant au prix d'achat moyen pondéré. Voir la rubrique *Situation financière – Régime de réinvestissement des dividendes* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

TC Énergie a également un régime de rémunération à base d'actions permettant à certains employés d'acquérir des actions ordinaires de TC Énergie 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 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 TC Énergie 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 TC Énergie omet de payer des dividendes sur cette série d'actions privilégiées au cours de toute période que les administrateurs peuvent déterminer. À l'heure actuelle, TC Énergie ne compte pas émettre d'actions privilégiées de premier rang assorties de droits de vote, et l'émission d'actions privilégiées de premier rang n'est censée se produire que dans le cadre de financements d'entreprise.

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

Les 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 aux dates prescrites, 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. TC Énergie 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. TC Énergie 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 dates 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 TC Énergie, 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 2024 et tous les cinq ans par la suite	1,92
Actions privilégiées de série 2	—	31 décembre 2024 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 2024 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 2024 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 TC Énergie 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 TC Énergie 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 TC Énergie en cas de liquidation ou de dissolution de TC Énergie.

## Notes

Bien que TC Énergie 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 a attribué à TC Énergie une note d'émetteur Baa2 avec perspectives stables, S&P lui a attribué une note d'émetteur de « BBB+ » avec perspectives stables et Fitch lui a attribué une note de vulnérabilité de l'émetteur à long terme de A- avec perspectives stables. TC Énergie 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	Baa1	BBB+	A-	A (bas)
Billets subordonnés de rang inférieur de TCPL	Baa2	BBB-	Non notés	BBB
Billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust	Baa3	BBB-	BBB	Non notés
Actions privilégiées de Corporation TC Énergie	Non notées	P-2 (bas)	BBB	Pfd-2 (bas)
Papier commercial (de TCPL et garanti par TCPL)	P-2	A-2	F-2	R-1 (bas)
Tendance/Perspective en matière de notation	Stable	Stable	Stable	Stable

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

La Société, 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 sont faits à l'égard d'autres services fournis dans le cadre de divers services consultatifs en matière de notation.

Les renseignements concernant nos notes visent nos frais de financement, nos liquidités et nos activités. Certains facteurs pourraient avoir une incidence sur la disponibilité et le coût 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 TC Énergie 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 Baa1 attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL arrive au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme. Les obligations qui ont reçu la note Baa sont considérées comme faisant partie de la catégorie médiane et sont assujetties à un risque de crédit modéré et, par conséquent, elles peuvent comporter certaines caractéristiques spéculatives. 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 Baa2 attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et la note Baa3 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 2, par rapport au qualificatif de 3 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 BBB+ attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL est la quatrième note la plus élevée des 10 catégories de notation pour les obligations à long terme. La note BBB indique la capacité adéquate du débiteur à respecter son engagement financier; 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 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, et la note P-2 (bas) attribuée aux actions privilégiées de TC Énergie arrive au deuxième rang des huit catégories de notation pour les actions privilégiées canadiennes. Les notes BBB- et P-2 (bas) attribuées aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust ainsi qu'aux actions privilégiées de TC Énergie 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. 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 huit 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 de la catégorie de notation supérieure.

## 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 forte; 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. La note F2 attribuée aux programmes de papier commercial 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 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 TC Énergie et aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust indiquent qu'il existe 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 TC Énergie 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 TC Énergie sont inscrites à la cote de la TSX et de la 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 <sup>er</sup> 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 TC Énergie, 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 2019	70,64 \$	66,19 \$	69,16 \$	42 290 780	53,95 \$	49,97 \$	53,31 \$	36 321 090
Novembre 2019	68,44 \$	64,42 \$	67,20 \$	33 575 370	51,75 \$	48,81 \$	50,93 \$	24 745 910
Octobre 2019	68,92 \$	65,61 \$	66,39 \$	47 765 440	52,25 \$	49,99 \$	50,33 \$	28 476 900
Septembre 2019	70,25 \$	65,64 \$	68,60 \$	64 480 000	52,69 \$	49,58 \$	51,79 \$	35 517 070
Août 2019	68,26 \$	62,71 \$	68,22 \$	42 980 000	51,27 \$	47,22 \$	51,24 \$	31 522 210
Juillet 2019	67,15 \$	64,01 \$	64,62 \$	42 261 350	51,36 \$	48,47 \$	48,96 \$	23 955 970
Juin 2019	66,69 \$	63,95 \$	64,92 \$	47 180 000	50,47 \$	48,19 \$	49,52 \$	27 975 300
Mai 2019	66,93 \$	61,98 \$	65,89 \$	54 794 370	49,66 \$	46,17 \$	48,68 \$	33 002 320
Avril 2019	64,46 \$	60,05 \$	63,94 \$	51 980 000	47,91 \$	44,98 \$	47,76 \$	33 033 430
Mars 2019	61,47 \$	59,04 \$	60,02 \$	75 220 000	46,13 \$	44,16 \$	44,94 \$	25 319 690
Février 2019	59,53 \$	54,61 \$	58,85 \$	42 160 000	45,16 \$	41,05 \$	44,72 \$	27 340 680
Janvier 2019	56,64 \$	47,98 \$	55,88 \$	47 553 960	42,76 \$	35,19 \$	42,52 \$	29 260 080

## 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
<b>Décembre 2019</b>											
Haut	15,00 \$	14,50 \$	12,25 \$	12,05 \$	12,78 \$	13,01 \$	16,99 \$	16,55 \$	18,81 \$	26,20 \$	24,64 \$
Bas	13,71 \$	13,65 \$	11,10 \$	10,94 \$	11,73 \$	11,82 \$	15,70 \$	15,50 \$	17,50 \$	25,67 \$	25,10 \$
Clôture	14,63 \$	14,20 \$	12,23 \$	12,05 \$	12,63 \$	12,88 \$	16,68 \$	16,51 \$	18,81 \$	26,02 \$	25,64 \$
Volume des opérations	406 024	288 945	135 976	72 998	204 067	26 916	689 773	729 427	191 797	168 691	227 907
<b>Novembre 2019</b>											
Haut	14,20 \$	14,09 \$	11,61 \$	11,53 \$	12,35 \$	12,42 \$	16,51 \$	16,25 \$	18,08 \$	26,41 \$	26,00 \$
Bas	13,53 \$	13,38 \$	10,82 \$	10,91 \$	11,49 \$	11,69 \$	15,90 \$	15,55 \$	17,35 \$	25,59 \$	25,31 \$
Clôture	13,90 \$	13,80 \$	11,30 \$	11,05 \$	11,81 \$	11,84 \$	16,01 \$	15,57 \$	17,47 \$	25,80 \$	25,39 \$
Volume des opérations	713 658	454 312	115 084	80 851	175 051	57 002	555 462	318 962	135 085	362 125	413 245
<b>Octobre 2019</b>											
Haut	14,12 \$	13,78 \$	11,66 \$	11,28 \$	12,01 \$	12,00 \$	16,37 \$	16,09 \$	17,89 \$	26,60 \$	25,59 \$
Bas	12,63 \$	12,70 \$	10,25 \$	10,25 \$	11,00 \$	11,02 \$	15,29 \$	15,20 \$	16,87 \$	25,82 \$	25,00 \$
Clôture	13,53 \$	13,49 \$	10,90 \$	11,00 \$	11,73 \$	11,62 \$	16,10 \$	15,89 \$	17,43 \$	26,17 \$	25,50 \$
Volume des opérations	393 354	209 598	228 904	102 241	479 521	11 208	429 029	622 486	158 790	209 282	310 635
<b>Septembre 2019</b>											
Haut	14,13 \$	13,48 \$	11,26 \$	11,10 \$	12,00 \$	12,37 \$	16,50 \$	15,93 \$	18,00 \$	25,99 \$	25,45 \$
Bas	12,35 \$	12,38 \$	10,50 \$	10,20 \$	10,95 \$	11,84 \$	15,84 \$	14,75 \$	16,70 \$	25,60 \$	24,71 \$
Clôture	13,23 \$	13,45 \$	11,06 \$	10,87 \$	11,55 \$	11,86 \$	16,07 \$	15,73 \$	17,80 \$	25,98 \$	25,34 \$
Volume des opérations	136 120	166 975	914 277	54 600	249 129	9 820	368 594	420 066	94 803	237 285	797 006
<b>Août 2019</b>											
Haut	13,74 \$	13,85 \$	11,65 \$	11,58 \$	12,15 \$	12,70 \$	16,44 \$	15,79 \$	18,20 \$	25,81 \$	25,67 \$
Bas	11,76 \$	11,77 \$	9,71 \$	9,76 \$	10,10 \$	10,46 \$	14,46 \$	13,49 \$	15,55 \$	25,20 \$	24,46 \$
Clôture	12,60 \$	12,56 \$	10,65 \$	10,55 \$	11,11 \$	11,30 \$	16,01 \$	14,86 \$	17,00 \$	25,76 \$	25,00 \$
Volume des opérations	331 504	211 816	494 215	147 851	282 649	24 128	521 737	272 382	143 744	321 534	362 124
<b>Juillet 2019</b>											
Haut	14,50 \$	14,42 \$	12,13 \$	12,17 \$	12,73 \$	13,05 \$	17,20 \$	16,70 \$	19,19 \$	26,16 \$	25,69 \$
Bas	13,60 \$	13,60 \$	11,35 \$	11,24 \$	11,80 \$	12,75 \$	16,19 \$	15,51 \$	18,16 \$	25,62 \$	24,90 \$
Clôture	13,62 \$	13,75 \$	11,67 \$	11,51 \$	11,99 \$	12,85 \$	16,43 \$	15,79 \$	18,28 \$	25,90 \$	25,58 \$
Volume des opérations	139 004	95 923	289 014	18 180	230 528	17 504	417 580	350 798	72 910	186 508	413 313
<b>Juin 2019</b>											
Haut	13,94 \$	13,95 \$	11,55 \$	11,52 \$	12,73 \$	12,76 \$	16,71 \$	16,55 \$	18,35 \$	26,05 \$	25,12 \$
Bas	13,07 \$	13,01 \$	10,75 \$	10,73 \$	11,69 \$	12,35 \$	15,85 \$	15,30 \$	17,40 \$	25,35 \$	24,52 \$
Clôture	13,77 \$	13,54 \$	11,54 \$	11,25 \$	12,08 \$	12,50 \$	16,40 \$	15,97 \$	18,35 \$	26,04 \$	25,00 \$
Volume des opérations	143 468	117 273	144 829	30 488	111 527	14 800	381 105	388 870	168 695	82 133	470 983
<b>Mai 2019</b>											
Haut	15,20 \$	15,10 \$	12,67 \$	12,67 \$	13,22 \$	13,91 \$	17,40 \$	17,10 \$	19,46 \$	26,30 \$	25,69 \$
Bas	13,50 \$	13,55 \$	11,08 \$	11,25 \$	12,41 \$	12,68 \$	16,28 \$	16,10 \$	18,40 \$	25,55 \$	24,61 \$
Clôture	13,78 \$	13,62 \$	11,30 \$	11,25 \$	12,58 \$	12,68 \$	16,52 \$	16,35 \$	18,40 \$	25,63 \$	24,61 \$
Volume des opérations	58 981	73 505	502 804	53 232	238 111	11 600	351 080	290 329	201 672	189 599	270 815
<b>Avril 2019</b>											
Haut	15,28 \$	15,09 \$	12,94 \$	12,85 \$	13,93 \$	14,00 \$	17,39 \$	17,33 \$	19,61 \$	26,38 \$	25,85 \$
Bas	14,67 \$	14,46 \$	12,21 \$	11,85 \$	12,70 \$	13,48 \$	16,72 \$	16,63 \$	18,75 \$	25,95 \$	24,90 \$
Clôture	14,98 \$	14,91 \$	12,33 \$	12,17 \$	13,20 \$	13,48 \$	17,02 \$	16,90 \$	19,04 \$	26,07 \$	25,55 \$
Volume des opérations	90 555	69 516	105 295	36 211	152 603	4 204	436 566	435 250	117 660	130 912	642 962
<b>Mars 2019</b>											
Haut	15,77 \$	15,88 \$	13,20 \$	13,30 \$	13,99 \$	14,29 \$	18,25 \$	18,21 \$	20,50 \$	26,31 \$	25,62 \$
Bas	14,30 \$	14,00 \$	11,76 \$	11,60 \$	12,65 \$	13,21 \$	16,74 \$	16,65 \$	18,49 \$	25,71 \$	24,65 \$
Clôture	14,79 \$	14,50 \$	12,22 \$	11,90 \$	12,88 \$	13,30 \$	17,17 \$	16,82 \$	19,00 \$	26,30 \$	25,57 \$
Volume des opérations	123 151	224 693	55 766	38 678	152 215	19 874	559 557	250 917	87 044	727 150	993 453
<b>Février 2019</b>											
Haut	16,40 \$	16,15 \$	13,45 \$	13,43 \$	14,36 \$	14,40 \$	18,63 \$	18,40 \$	20,39 \$	25,98 \$	25,38 \$
Bas	15,48 \$	15,30 \$	12,38 \$	12,50 \$	13,25 \$	13,56 \$	17,22 \$	17,50 \$	19,22 \$	25,33 \$	24,04 \$
Clôture	15,80 \$	15,70 \$	12,95 \$	13,42 \$	13,88 \$	14,02 \$	18,24 \$	18,18 \$	20,39 \$	25,98 \$	25,37 \$
Volume des opérations	147 197	120 878	67 929	23 509	138 195	8 022	408 463	254 305	103 091	283 896	775 162
<b>Janvier 2019</b>											
Haut	17,00 \$	17,11 \$	14,00 \$	13,99 \$	14,71 \$	15,30 \$	19,31 \$	19,45 \$	21,50 \$	25,94 \$	25,00 \$
Bas	15,53 \$	15,36 \$	12,64 \$	12,96 \$	13,41 \$	14,00 \$	17,67 \$	18,01 \$	19,38 \$	25,25 \$	23,90 \$
Clôture	15,75 \$	15,59 \$	12,85 \$	13,03 \$	13,89 \$	14,21 \$	17,95 \$	18,05 \$	19,85 \$	25,54 \$	23,99 \$
Volume des opérations	82 014	92 870	153 006	34 356	131 110	12 777	229 510	243 229	75 871	354 126	681 386

## Administrateurs et dirigeants

Au 12 février 2020, les administrateurs et dirigeants de TC Énergie, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 652 201 actions ordinaires au total de TC Énergie ou exerçaient une emprise sur ce nombre d'actions ordinaires, qui représente moins de 1 % des actions ordinaires de TC Énergie. La Société recueille ces renseignements auprès de nos administrateurs et dirigeants, sans directement connaître par ailleurs les titres de TC Énergie qu'ils détiennent individuellement.

### ADMINISTRATEURS

Le tableau qui suit donne le nom des administrateurs qui siègent au conseil au 12 février 2020, leur pays de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TC Énergie, 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 TC Énergie et, avant l'arrangement, de TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TC Énergie 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
Stéphan Crétier Dubai, Émirats arabes unis	Président du conseil, président et chef de la direction de Corporation de sécurité GardaWorld (« GardaWorld ») (services de sécurité privée) et administrateur de plusieurs filiales directes et indirectes de GardaWorld depuis 1999.	2017
Russell K. Girling <sup>(1)</sup> Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction de TC Énergie depuis juillet 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) de février 2009 à décembre 2019. Administrateur de Laricina Energy Ltd. (« Laricina ») (pétrole et gaz, exploration et production) de décembre 2005 à novembre 2017.	2002
Randy Limbacher Houston (Texas) États-Unis	Chef de la direction de Meridian Energy, LLC (pétrole et gaz, exploration et production) depuis juin 2017. Vice-président directeur, Stratégie d'Alta Mesa Resources, Inc. (« Alta Mesa ») (pétrole et gaz, exploration et production) depuis septembre 2019. Administrateur de CARBO Ceramics Inc. depuis juillet 2007. Président par intérim d'Alta Mesa de janvier à septembre 2019. Président et chef de la direction de Samson Resources Corporation (« Samson ») (pétrole et gaz, exploration et production) d'avril 2013 à décembre 2015. Vice-président du conseil et administrateur de Samson jusqu'en mars 2017.	2018
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. Administrateur d'Agrium Inc. (agriculture) de mai 2010 à août 2015.	2015
Una Power Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	Administratrice de sociétés. Administratrice de Ressources Teck Limitée (société minière diversifiée) depuis avril 2017. Administratrice de La Banque de Nouvelle-Écosse (« Banque Scotia ») (banque à charte) depuis avril 2016. Administratrice de Kinross Gold Corporation d'avril 2013 à mai 2019. Administratrice de Nexen Energy ULC de février 2013 à mars 2016.	2019
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.	2013
Indira Samarasekera Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	Conseillère principale chez Bennett Jones LLP (cabinet d'avocats) depuis septembre 2015. Administratrice de Stelco Holdings Inc. (fabrication) depuis mai 2018. Administratrice de Magna International (fabrication, pièces d'automobiles) depuis mai 2014 et de la 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) de décembre 2010 à janvier 2020. Administrateur de CES Energy Solutions Corp. (services relatifs aux champs pétrolifères) de janvier 2010 à juin 2019. Administrateur de Northpoint Resources Ltd. (pétrole et gaz, exploration et production) de juillet 2013 à février 2015.	2006
Siim A. Vanaselja Toronto (Ontario) Canada	Administrateur de sociétés. Président du conseil de TC Énergie depuis mai 2017. Administrateur de la Corporation Financière Power (services financiers) depuis mai 2018. 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 (« RBC ») (banque à charte) depuis 2015. Membre du conseil consultatif international de l'École des Hautes Études Commerciales Montréal depuis octobre 2017.	2017
Steven W. Williams Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur d'Alcoa Corporation (fabrication d'aluminium) depuis janvier 2016. Président et chef de la direction et administrateur de Suncor Énergie Inc. de mai 2012 à novembre 2018 et de mai 2012 à mai 2019, respectivement.	

Note :

(1) À titre de président et chef de la direction de TC Énergie, M. Girling ne siège à aucun comité du conseil, mais il est invité à assister aux réunions des comités au besoin.

### 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 ou membre de la direction 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.

Laricina s'est volontairement prévalu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (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 11 septembre 2019, Alta Mesa et six débiteurs de son groupe ont chacun 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 sud du Texas. M. Limbacher est vice-président directeur d'Alta Mesa depuis septembre 2019 et a agi à titre de président par intérim de cette société de janvier à septembre 2019.

Samson a déposé un plan de restructuration devant la Bankruptcy Court du Delaware en septembre 2015.

M. Limbacher a été chef de la direction de Samson de 2013 à 2015 et est demeuré administrateur de Samson jusqu'à celle-ci sorte de la faillite en mars 2017.

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

TC Énergie compte quatre comités du conseil : le comité d'audit, le comité de la gouvernance, le comité santé, sécurité, durabilité et environnement et le comité des ressources humaines. À titre de président et chef de la direction de TC Énergie, M. Girling n'est membre d'aucun comité du conseil, mais il est invité à assister aux réunions des comités, au besoin.

Les membres votants de chacun de ces comités, au 12 février 2020, 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, durabilité et environnement	Comité des ressources humaines
Stéphan Crétier	✓		✓	
S. Barry Jackson		✓		Président
Randy Limbacher	✓		✓	
John E. Lowe	Président		✓	
Una Power	✓		✓	
Mary Pat Salomone		✓	Présidente	
Indira Samarasekera	✓			✓
D. Michael G. Stewart		Président		✓
Siim A. Vanaselja (président)		✓		✓
Thierry Vandal	✓		✓	
Steven W. Williams		✓		✓

## DIRIGEANTS

À l'exception de Stanley G. Chapman, III, tous les membres de la haute direction et dirigeants de TC Énergie résident à Calgary (Alberta) Canada. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TC Énergie sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. En date des présentes, les dirigeants de TC Énergie, leur poste actuel au sein de TC Énergie 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 Houston (Texas) États-Unis	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.
Wendy L. Hanrahan	Vice-présidente directrice, Services de la société	Vice-présidente directrice, Services de la société.
Leslie C. Kass	Vice-présidente directrice, Centre technique	Avant janvier 2020, première vice-présidente, Centre technique. Avant mai 2019, présidente et chef de la direction de Babcock & Wilcox Enterprises, Inc. (« B&W »). Avant novembre 2018, première vice-présidente, Responsable du secteur industriel de B&W. Avant février 2018, vice-présidente, Mises à niveau et systèmes de contrôle continu des émissions de B&W. Avant mai 2017, vice-présidente, Relations avec les investisseurs et communications de B&W. Avant août 2016, vice-présidente, Réglementation et relations avec les organismes de B&W.
Patrick M. Keys	Vice-président directeur, Relations avec les intervenants et chef du contentieux	Avant mai 2019, premier vice-président, Affaires juridiques. Avant février 2019, vice-président, Secteur commercial de l'Ouest, (Division des gazoducs (Canada)). Avant avril 2017, vice-président, Secteur commercial de l'Ouest (Division des gazoducs). Avant octobre 2015, vice-président, Secteur commercial de l'Ouest, Gazoducs, Division des gazoducs.
Donald R. Marchand	Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et chef des finances	Avant janvier 2020, vice-président directeur et chef des finances. Avant 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 janvier 2020, vice-président directeur, Centre technique et président, Pipelines de liquides. Avant février 2019, vice-président directeur et président, Pipelines de liquides. Avant mars 2014, premier vice-président, Oléoducs.

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
François L. Poirier	Chef de l'exploitation et président, Énergie, stockage et activités mexicaines	Avant janvier 2020, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et stratégie et président, Énergie, stockage et activités mexicaines. Avant mai 2019, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et président, Gazoducs et énergie, Mexique. Avant janvier 2019, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise. Avant 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	Vice-présidente directrice et présidente, Gazoducs, Canada	Avant janvier 2019, vice-présidente directrice, Gazoducs, Canada. Avant septembre 2018, première vice-présidente, Gazoducs, Canada. Avant novembre 2017, première vice-présidente, Canada (Division des gazoducs (Canada)). Avant avril 2017, première vice-présidente, Canada (Division des gazoducs). Avant mars 2017, vice-présidente, Chaîne d'approvisionnement. Avant octobre 2015, vice-présidente, Transport, Division des pipelines de liquides. Avant septembre 2014, vice-présidente, Commercialisation et ventes de Chemin de fer Canadien Pacifique Limitée.
Bevin M. Wirzba	Premier vice-président, Pipelines de liquides	Avant janvier 2020, premier vice-président, Activités commerciales et relatives aux pipelines de liquides (Division des pipelines de liquides). Avant juillet 2019, premier vice-président, Expansion des affaires et marchés financiers d'ARC Resources Ltd. Avant janvier 2016, directeur général de RBC Marchés des Capitaux et RBC Dominion valeurs mobilières.

## Dirigeants de la société

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Gloria L. Hartl	Vice-présidente, Gestion des risques	Avant février 2019, directrice, Planification d'entreprise. Avant décembre 2017, responsable, Planification et prévisions à court terme.
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, Finances	Avant janvier 2020, vice-président et trésorier. Avant décembre 2017, directeur, Négociation d'instruments financiers et trésorier adjoint.
Joel E. Hunter	Premier vice-président, Marchés financiers	Avant décembre 2017, vice-président, Finances et trésorier. Avant août 2015, vice-président, Finances.
Nancy A. Johnson	Vice-présidente et trésorière	Avant janvier 2020, vice-présidente, Stratégie, réglementation et planification commerciale (Division des gazoducs (Canada)). Avant février 2019, vice-présidente, Gestion des risques. Avant juin 2018, directrice, Information financière et comptabilité d'entreprise. Avant décembre 2017, directrice, Planification et évaluations d'entreprise.
Christine R. Johnston	Vice-présidente, Droit et secrétaire	Vice-présidente, Droit et secrétaire.
G. Glenn Menuz	Vice-président et contrôleur	Vice-président et contrôleur.

## CONFLITS D'INTÉRÊTS

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

Le code traite des conflits d'intérêts éventuels et exige que tous les employés, dirigeants, administrateurs et contractuels de TC Énergie évitent les situations susceptibles d'entraîner un conflit d'intérêts éventuel. Dans le cas où un employé, un dirigeant, un administrateur ou un contractuel se trouve en situation de conflit d'intérêts éventuel, le code stipule ce qui suit :

- le conflit doit être déclaré;



- la personne doit s'abstenir de prendre part à toute décision ou intervention lorsqu'il existe un conflit réel ou apparent.

Le code stipule également que les employés et les dirigeants de TC Énergie ne peuvent participer à des activités commerciales externes qui sont contraires ou préjudiciables aux intérêts de TC Énergie. Le chef de la direction et les membres de la haute direction doivent obtenir le consentement du comité de la gouvernance pour toutes les activités commerciales externes.

Aux termes du code, les administrateurs doivent également déclarer tout intérêt important qu'ils ont dans une opération importante ou un contrat important et se récuser des délibérations et des approbations s'y rapportant.

Outre le code, les administrateurs et les dirigeants de TC Énergie doivent remplir des questionnaires annuels pour déclarer les opérations avec une personne apparentée. Ces questionnaires aident TC Énergie à repérer et à surveiller les éventuelles opérations avec une personne apparentée.

Le conseil, le chef de la direction et les autres membres de la haute direction n'ont déclaré aucun conflit d'intérêts important ni aucune opération avec une personne apparentée en 2019.

### 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 TC Énergie 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, crée 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.

Le 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 TC Énergie 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.

TC Énergie 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.tcenergy.com](http://www.tcenergy.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 12 février 2020 sont John E. Lowe (président), Stéphan Crétier, Randy Limbacher, Una Power, Indira Samarasekera et Thierry Vandal. M<sup>me</sup> Power est devenue membre du comité le 3 mai 2019.

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<sup>me</sup> Power 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 TC Énergie, 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 agissait auparavant à titre de président du comité d'audit 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.

### **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, y compris la surveillance des procédures de déclaration et de communication de l'information. 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.

### **Randy Limbacher**

M. Limbacher est titulaire d'un baccalauréat ès sciences de la Louisiana State University. Il est actuellement chef de la direction de Meridian Energy, LLC. et vice-président directeur d'Alta Mesa Resources, Inc. (« Alta Mesa »). M. Limbacher siège également au conseil d'administration et au comité d'audit de CARBO Ceramics Inc. et occupait auparavant les postes de président par intérim d'Alta Mesa, de président et chef de la direction et de vice-président du conseil de Samson Resources Corporation. Il a également été président du conseil, président et chef de la direction de Rosetta Resources, Inc.

### **Una Power**

M<sup>me</sup> Power est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec spécialisation) de la Memorial University. Elle est comptable professionnelle agréée, comptable agréée et analyste financière agréée. Elle siège également aux conseils d'administration et aux comités d'audit de Ressources Teck Limitée et de La Banque de Nouvelle-Écosse. M<sup>me</sup> Power a été chef des finances de Nexen Energy ULC, société pétrolière et gazière anciennement cotée en bourse qui est maintenant une filiale en propriété exclusive de CNOOC Limited, où elle a occupé divers postes de haute direction et assumé diverses responsabilités dans les domaines de la gestion financière, de la gestion des risques, de la planification stratégique, de l'établissement du budget, du développement des affaires, de la commercialisation et de la négociation de l'énergie, de la technologie de l'information et des dépenses en immobilisations.

### **Indira Samarasekera**

M<sup>me</sup> 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 du Nord. M<sup>me</sup> 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. et de Stelco Holdings Inc. 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.

### 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'Axiom Infrastructure US, Inc. et siège au conseil d'administration d'Axiom Infrastructure Inc. et aux conseils consultatifs internationaux de l'École des Hautes Études Commerciales Montréal et de l'Université McGill. Il fait également partie du conseil d'administration de 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 TC Énergie 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 KPMG nous a facturés :

(en millions de \$)	2019	2018
<b>Honoraires d'audit</b>	12,4 \$	10,3 \$
<ul style="list-style-type: none"> <li>audit des états financiers consolidés annuels</li> <li>services liés aux dépôts ou aux missions prévus par la loi et réglementaires</li> <li>examen des états financiers consolidés intermédiaires et des renseignements figurant dans divers prospectus et autres documents relatifs aux placements de valeurs mobilières</li> </ul>		
<b>Honoraires pour services liés à l'audit</b>	0,1 \$	0,1 \$
<ul style="list-style-type: none"> <li>services liés à l'audit des états financiers des fiducies constituées pour la cessation d'exploitation des pipelines et de certains régimes d'avantages postérieurs à la retraite de TC Énergie</li> </ul>		
<b>Honoraires pour services fiscaux</b>	1,9 \$	1,2 \$
<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ul>		
<b>Tous les autres honoraires</b>	0,2 \$	0,2 \$
<ul style="list-style-type: none"> <li>Services de traduction française</li> </ul>		
<b>Total des honoraires</b>	<b>14,6 \$</b>	<b>11,8 \$</b>

## 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 TC Énergie 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

TC Énergie n'a pas conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ni n'a conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires avant l'exercice clos le 31 décembre 2019 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 TC Énergie, ont confirmé qu'à l'égard de TC Énergie 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 TC Énergie aux termes de l'ensemble des normes professionnelles et réglementaires américaines pertinentes.

## Renseignements supplémentaires

1. Des renseignements supplémentaires concernant TC Énergie se trouvent sous le profil de TC Énergie sur SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).
2. Des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération et les prêts aux administrateurs et aux dirigeants, les principaux porteurs de titres de TC Énergie 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 TC Énergie concernant sa dernière assemblée annuelle des actionnaires à laquelle il y a eu élection d'administrateurs et dont on peut obtenir un exemplaire en soumettant la demande au secrétaire de TC Énergie.
3. De l'information financière supplémentaire se trouve dans les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de TC Énergie pour son dernier exercice terminé.

# Glossaire

## Unités de mesure

b/j	Baril par jour
GJ	Gigajoule
Gpi <sup>3</sup>	Milliard de pieds cubes
Gpi <sup>3</sup> /j	Milliard de pieds cubes par jour
hp	Horse-power
km	Kilomètres
Mpi <sup>3</sup> /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	Moyenne des actifs en service, fonds de roulement et montants reportés utilisés pour l'établissement des tarifs réglementés
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
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan
EST	Entente de services de transport
fin de l'exercice	Exercice clos le 31 décembre 2019
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations aux termes de celui-ci
GA	Gestion d'actifs
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
PNW LNG	Pacific Northwest LNG
RCM	Remplacement des composants majeurs
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TC Énergie
SDL	Société de distribution locale
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

## Termes comptables

PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

## 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)
CQDE	Centre québécois du droit de l'environnement
CRE	Comisión Reguladora de Energía (Mexique)
ESIE	Énoncé supplémentaire des incidences environnementales
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
HQ	Hydro-Québec Distribution
IESO	Independent Electricity System Operator
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
OGC	Oil and Gas Commission (Colombie-Britannique)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration
PSC	Public Service Commission de l'État du Nebraska
PUC	Public Utilities Commission du Dakota du Sud
Régie	Régie de l'énergie du Canada (anciennement, l'Office national de l'énergie (Canada))
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
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.