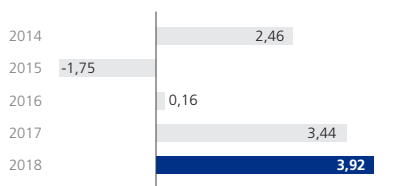


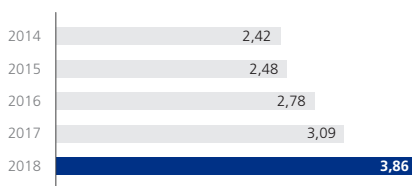
RAPPORT ANNUEL **2018**

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS

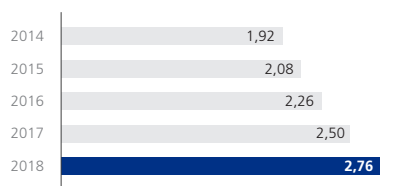
↑ BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) PAR ACTION (en dollars)



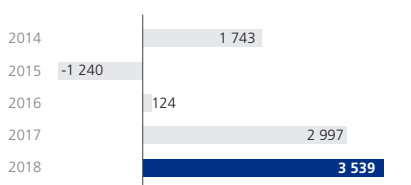
↑ RÉSULTAT COMPARABLE PAR ACTION ORDINAIRE¹ (en dollars)



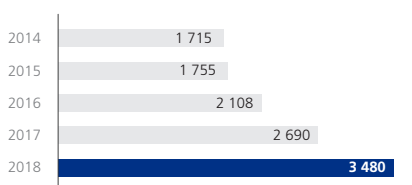
↑ DIVIDENDES DÉCLARÉS PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars)



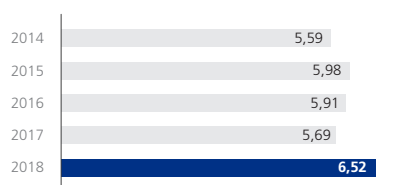
↑ BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES (en millions de dollars)



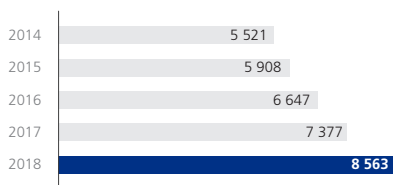
↑ RÉSULTAT COMPARABLE¹ (en millions de dollars)



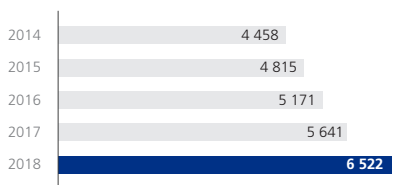
↑ FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUTIBLES COMPARABLES PAR ACTION ORDINAIRE^{1,2} (en dollars)



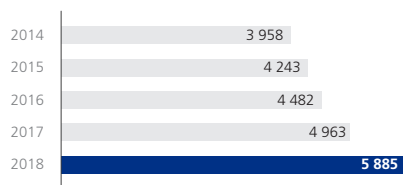
↑ BAIIA COMPARABLE¹ (en millions de dollars)



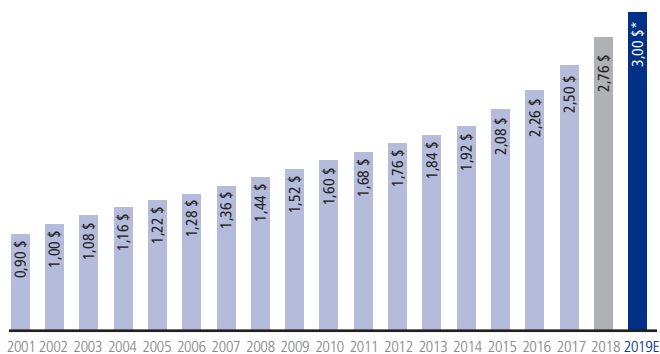
↑ FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES¹ (en millions de dollars)



↑ FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUTIBLES COMPARABLES^{1,2} (en millions de dollars)

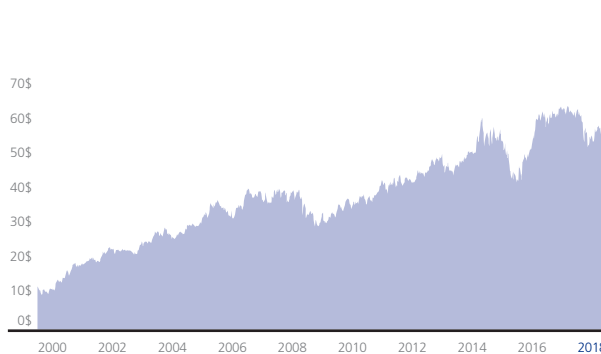


↑ CROISSANCE DU DIVIDENDE



* Dividende annualisé selon la déclaration du premier trimestre

↑ COURS DU MARCHÉ – BOURSE DE TORONTO



↑ Les actionnaires de TransCanada ont bénéficié d'un rendement total annuel moyen de 12 % depuis 2000.

(1) Mesure non conforme aux PCGR qui ne constitue pas une mesure définie prescrite par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis. Pour un complément d'information, il y a lieu de se reporter à la rubrique sur les mesures non conformes aux PCGR du rapport de gestion dans le rapport annuel 2018.
 (2) Compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement.

Informations prospectives et mesures non conformes aux PCGR

On fait référence dans ces pages à des informations prospectives et à certaines mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, et sur les rapprochements des mesures non conformes aux PCGR aux mesures conformes aux PCGR directement comparables, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2018 de TransCanada déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities Exchange Commission des États-Unis et pouvant être consulté à TransCanada.com.

Au sujet de TransCanada

Depuis plus de 65 ans, TransCanada est fière d'assurer l'approvisionnement en énergie sur lequel comptent des millions de Nord-américains pour activer leur vie et alimenter l'industrie. Guidés par nos valeurs de sécurité, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité, nos plus de 7 000 employés sont bien enracinés dans leurs collectivités et ils veillent à ce que l'aménagement et l'exploitation de nos installations se fassent de manière sûre et fiable, avec des incidences minimales sur l'environnement. Nous sommes engagés à être à l'écoute de nos voisins et nous collaborons avec l'ensemble de nos parties prenantes afin d'élaborer de meilleurs plans de projets et de créer des occasions à long terme ainsi que des retombées économiques dans les collectivités où nous exerçons des activités au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

Trois entreprises complémentaires du secteur des infrastructures énergétiques



Gazoducs

Notre réseau de gazoducs de 92 600 kilomètres (57 500 milles) achemine quotidiennement plus de 25 % de l'approvisionnement en gaz naturel à combustion propre partout en Amérique du Nord. Ce réseau de gazoducs assure de manière stratégique le lien entre l'approvisionnement croissant provenant des bassins les plus productifs du continent et les principaux marchés du Canada, des États-Unis et du Mexique. De plus, nous exploitons l'une des plus grandes entreprises de stockage de gaz naturel du continent, dont la capacité de stockage réglementée et non réglementée s'élève à 653 milliards de pieds cubes.



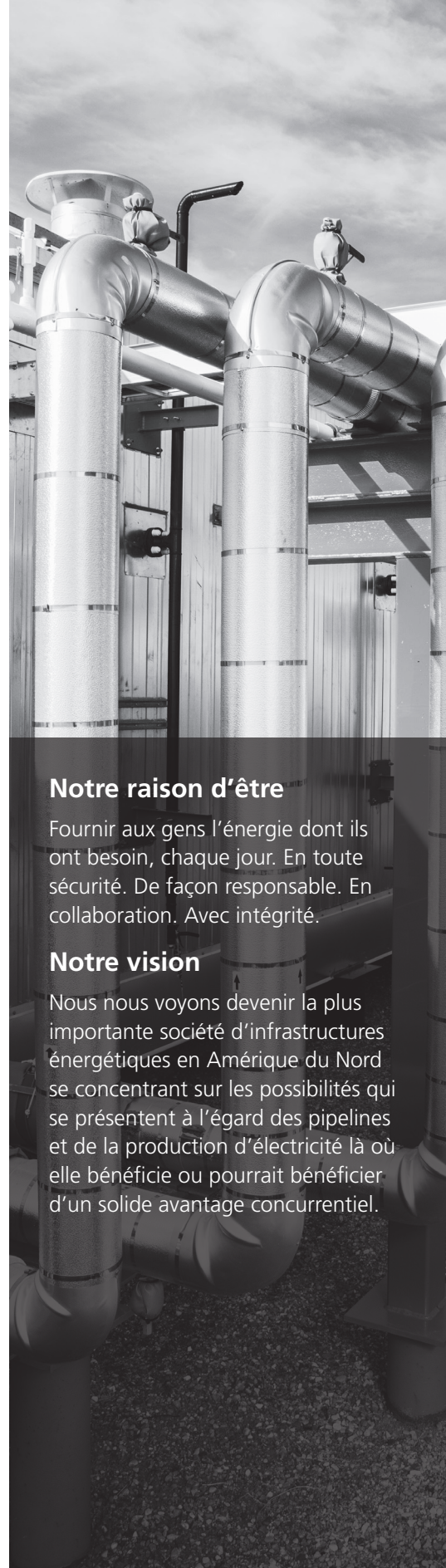
Pipelines de liquides

Notre réseau de pipelines de liquides de 4 900 kilomètres (3 000 milles) raccorde des sources de pétrole continentales en plein essor aux grands marchés et raffineries. Le réseau d'oléoducs Keystone transporte environ 20 % des exportations de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique, où il est transformé en combustible et en d'autres produits pétroliers utiles.



Énergie

TransCanada détient en propriété exclusive ou partielle 11 installations de production d'électricité d'une capacité combinée d'environ 6 600 mégawatts (« MW ») – soit assez pour alimenter plus de 6 millions de foyers. Près de la moitié de l'énergie que nous produisons provient d'une centrale nucléaire à faible teneur en émissions, et nous sommes un chef de file de l'aménagement et de l'exploitation de centrales électriques alimentées au gaz naturel à haute efficacité.



Notre raison d'être

Fournir aux gens l'énergie dont ils ont besoin, chaque jour. En toute sécurité. De façon responsable. En collaboration. Avec intégrité.

Notre vision

Nous nous voyons devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord se concentrant sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité là où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel.



Russ Girling,
Président et chef de la direction

Siim Vanaselja,
Président du conseil

Prêts pour l'avenir

Aux actionnaires,

Notre raison d'être consiste à fournir aux gens l'énergie dont ils ont besoin, chaque jour – en toute sécurité, de façon responsable, en collaboration et avec intégrité. Nous assurons l'approvisionnement en énergie sur lequel comptent les citoyens, les entreprises et les institutions pour accomplir leurs activités au quotidien et livrer les produits et services essentiels au cœur de notre société moderne.

Nous sommes fiers d'affirmer qu'en 2018 nous avons relevé ce défi. L'utilisation de bon nombre de nos réseaux a atteint de nouveaux sommets : nous avons acheminé du gaz naturel pour garder les gens au chaud pendant l'hiver, transporté du pétrole brut afin de répondre à la demande des raffineries aux États-Unis et fourni de l'électricité à des millions de foyers et d'industries.

Nos services n'ont jamais été plus sollicités, puisque l'intérêt pour l'énergie sûre, fiable et abordable ne cesse de croître à l'échelle mondiale. Grâce au dévouement et à l'engagement de nos employés et entrepreneurs, nous sommes en excellente position pour rester un chef de file de la livraison de cette énergie de façon sécuritaire et responsable sur le plan environnemental pour les décennies à venir.

Nouveau nom

La croissance exceptionnelle de nos activités nous a emmenés à saisir l'occasion de renforcer notre statut de société véritablement nord-américaine. **Plus tôt cette année, nous avons annoncé notre intention de changer le nom de notre entreprise pour TC Énergie afin de refléter l'envergure de notre entreprise qui compte maintenant des actifs et des employés à l'échelle du continent.** TC Énergie, tout en reconnaissant l'illustre historique de TransCanada en matière d'aménagement des infrastructures énergétiques sur lesquelles des millions de personnes se fient chaque jour en Amérique du Nord, structure plus clairement la géographie et la diversité de tous les volets de notre entreprise : pipelines, production d'électricité et stockage de gaz naturel au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

Notre stratégie et nos priorités n'ont pas changé, mais nous croyons que notre nouveau nom renforcera le sentiment d'appartenance de nos employés et nous permettra de tisser des

liens plus étroits avec nos différentes parties prenantes. Qu'ils nous connaissent sous l'appellation **TC Energy en anglais, TC Énergie en français ou TC Energía en espagnol**, nos voisins, nos partenaires et nos investisseurs peuvent toujours compter sur nous pour mener à bien nos engagements et honorer nos valeurs dans tout ce que nous faisons.

Une résolution spéciale de changement de nom sera soumise à l'approbation de nos actionnaires lors de notre l'assemblée extraordinaire annuelle qui aura lieu ce printemps. Nous vous encourageons à appuyer cette nouveauté emballante pour notre entreprise.

Produire des résultats

Depuis 2000, nous avons investi quelque 90 milliards de dollars dans des projets de pipelines et de production d'électricité de haute qualité et à faible risque, et nous avons maintenu une démarche disciplinée de répartition du capital. **Aujourd'hui, notre portefeuille de 100 milliards de dollars génère un bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable d'environ 8,5 milliards de dollars, dont 95 % environ provient d'activités réglementées ou d'actifs visés par des contrats à long terme.** Ce modèle d'exploitation stable et prévisible a dégagé des rendements constants et croissants pour nos actionnaires. Grâce à la croissance stable de nos résultats et de nos flux de trésorerie par action, **nous avons majoré notre dividende sur les actions ordinaires pour 18 années consécutives**, à un taux annuel moyen de 7 % par année, ce qui représente un rendement total annuel moyen de 12 % pour les actionnaires sur cette période.

L'excellent rendement de nos entreprises de base, y compris les apports de nos nouvelles installations mises en service au cours du dernier exercice, nous a permis d'afficher une performance financière inégalée une fois de plus en 2018. Le résultat comparable de 3,86 \$ par action ordinaire a augmenté de 25 % par rapport à 2017 et les fonds provenant de l'exploitation comparables ont totalisé 6,5 milliards de dollars, soit une hausse de 16 %. À la lumière de ces solides résultats financiers et de nos perspectives prometteuses, le conseil d'administration a majoré, en février, notre dividende trimestriel sur les actions ordinaires pour une 19^e année consécutive, le portant à 0,75 \$ par action, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,00 \$ par action et représente une hausse de 9 %.

Des assises solides qui offrent des plateformes de croissance

Notre portefeuille diversifié d'actifs de grande qualité à long terme est réparti entre cinq secteurs d'exploitation dans trois régions principales. Chacun de ces secteurs offre une plateforme en vue de la croissance future.

Gazoducs

Notre vaste réseau de gazoducs est situé dans deux des bassins les plus productifs et les moins coûteux d'Amérique du Nord – à savoir le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») et le bassin des Appalaches. Nos réseaux sont en bonne position pour répondre à la demande croissante de gaz naturel à combustion propre sur le continent puisqu'ils relient l'approvisionnement de ces bassins aux marchés importants et en croissance partout en Amérique du Nord.

Pour le secteur des gazoducs au Canada, cela s'est traduit par l'expansion de notre réseau et l'accroissement des taux d'utilisation des pipelines. Depuis 2013, le débit dans le réseau de NGTL a augmenté de plus de 20 %, passant de 10 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») à 12 Gpi³/j. Nous sommes en voie d'accroître notre capacité de réception et de livraison en Alberta d'ici 2022 grâce à notre programme d'investissement de 8,6 milliards de dollars qui est soutenu par un modèle d'affaires à tarif réglementé et des contrats à long terme de réception et de livraison garanties.

Par ailleurs, le réseau principal au Canada demeure une canalisation essentielle vers les marchés de l'Est alors que nous continuons de trouver des moyens novateurs d'aider les producteurs de l'Ouest canadien à rester concurrentiels et à attirer de nouveaux clients dans l'Est. Depuis 2013, les réceptions garanties à Empress ont augmenté de plus de 70 % tandis que les contrats fermes visant l'ensemble du réseau ont connu une hausse supérieure à 40 % pour atteindre plus de 8 Gpi³/j.

Sur la côte Ouest, le projet Coastal GasLink de 6,2 milliards de dollars permettra d'acheminer directement la production du BSOC vers les marchés mondiaux grâce à l'installation de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située à Kitimat, en Colombie-Britannique. **Nous avons signé des ententes à long terme avec les 20 Premières Nations le long de l'emprise du pipeline et nous prévoyons contribuer plus de 1 milliard de dollars en financement direct et fournir des occasions d'emplois contractuels pour ces collectivités tout au long de la durée de vie du projet.** Nous avons débuté la construction de ce projet pour lequel tous les permis requis ont été obtenus et dont la mise en service est prévue en 2023.

L'année 2018 a été marquée par les transformations dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La mise en service de nouveaux pipelines d'une valeur d'environ 2,8 milliards de dollars américains a contribué à l'atteinte d'un BAIIA inégalé et à l'enregistrement d'un volume record de livraison pour une journée de pointe excédant les 30 Gpi³. Les projets Leach XPress, WB XPress et Cameron Access ont tous commencé à dégager des flux de trésorerie, tandis que le projet Mountaineer XPress d'une valeur de 3,2 milliards de dollars américains, qui a été partiellement mis en service en janvier 2019, devrait être pleinement opérationnel d'ici la fin du premier trimestre. Nous cherchons à saisir les multiples occasions de croissance interne découlant de notre empreinte dans le bassin des Appalaches, de la demande grandissante d'exportation de GNL et des synergies avec notre secteur des gazoducs au Canada.

Notre secteur des gazoducs au Mexique continue de générer de bons résultats et d'offrir une plateforme solide en vue de la croissance future. Grâce à nos quatre gazoducs en exploitation et à nos trois projets en cours d'aménagement au Mexique, tous soutenus par des contrats à long terme conclus avec la Comisión Federal de Electricidad, nous sommes en bonne position pour relier l'approvisionnement à faible coût en gaz naturel des États-Unis aux marchés florissants de la production d'électricité et des industries dans le centre du Mexique ainsi qu'à des nouveaux marchés dans le nord-ouest du pays.

Pipelines de liquides

Notre secteur des pipelines de liquides a dégagé un bénéfice record en 2018 alors que nous avons continué d'exploiter à sa pleine capacité notre réseau d'oléoducs Keystone et vu s'accroître la demande sur la partie Marketlink du réseau pour faire circuler la production grandissante de pétrole léger aux États-Unis jusqu'aux marchés. Nous poursuivons l'expansion de notre réseau, tant en amont pour atteindre de nouvelles sources d'approvisionnement qu'en aval pour élargir notre accès au marché.

En 2018, nous avons entrepris la construction du pipeline White Spruce en Alberta et nous nous attendons à ce qu'il entre en service au deuxième trimestre de 2019. De plus, nous en sommes aux dernières étapes de la mise en service d'une capacité de stockage additionnelle de un million de barils à Cushing, en Oklahoma, et nous avons débuté l'aménagement d'une capacité de stockage supplémentaire à notre terminal de Houston.

Keystone XL demeure un projet très important pour le Canada et les États-Unis sur le plan économique, d'autant plus qu'il renforce la sécurité énergétique et nationale de ces deux pays. La demande pour le projet demeure forte, les clients ayant totalement souscrit la capacité disponible du pipeline par la conclusion de contrats s'étalant sur plusieurs décennies. Nous restons déterminés à réaliser ce projet et nous continuons d'obtenir prudemment et de façon méthodique les approbations réglementaires et légales nécessaires avant d'avancer la construction.

Énergie

Notre secteur Énergie continue de dégager d'excellents résultats, 95 % de notre capacité de production étant soutenue par des contrats à long terme conclus avec des contreparties dignes de confiance.

La centrale électrique de Napanee en Ontario d'une valeur de 1,7 milliard de dollars devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2019 et contribuer au BAIIA stable et prévisible découlant des contrats. Nous sommes également déterminés à assurer le succès à long terme de la centrale nucléaire de Bruce Power, qui fournit 30 % de l'électricité en Ontario. Le programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, qui représente un investissement de 8 milliards de dollars (en dollars de 2018) pour nous jusqu'en 2055, est maintenant en cours. Les ventes d'électricité provenant de la centrale font l'objet de contrats conclus avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario jusqu'en 2064.

Nous demeurons l'une des plus grandes entreprises privées du secteur énergétique au Canada et vu notre vaste expérience en matière de construction et d'exploitation de centrales électriques alimentées au gaz naturel à haute efficacité et en énergie renouvelable et de centrales nucléaires, **nous sommes très bien**

Visitez-nous à TransCanada.com et suivez-nous sur les réseaux de médias sociaux pour des nouvelles, des vidéos, des statistiques et d'autres mises à jour importantes à notre sujet.

placés pour chercher à saisir de nouvelles occasions de croissance alors que l'Amérique du Nord effectue un virage vers les sources d'électricité qui génèrent moins d'émissions de carbone.

Croissance significative en cours

Nous allons poursuivre la réalisation de projets garantis sur le plan commercial d'une valeur de 36 milliards de dollars jusqu'en 2023, parmi lesquels une partie représentant plus de 9 milliards de dollars devrait entrer en service au cours des premiers mois de 2019.

Ces nouveaux actifs constituent des améliorations essentielles du réseau d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord et contribuent à solidifier nos assises en vue de la croissance future. Le parachèvement de ces projets se traduira par une hausse significative des flux de trésorerie et des résultats par action et viendra soutenir la croissance annuelle prévue de notre dividende dans une fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2021.

Financer notre croissance

Nous avons réalisé des progrès importants au chapitre du financement prudent et durable de notre programme de projets d'investissement garantis à court terme grâce aux flux de trésorerie abondants que nous générons en interne, à l'accès aux marchés financiers et aux activités de gestion du portefeuille. En 2018, nous avons contracté des emprunts à long terme d'environ 6,2 milliards de dollars selon des modalités avantageuses, auxquels se sont ajoutés 2 milliards de dollars provenant de notre régime de réinvestissement des dividendes et de notre programme d'actions au cours du marché. En outre, la vente des installations de Cartier énergie éolienne au Québec et le remboursement de coûts préalables à l'aménagement de Coastal GasLink nous ont procuré 1,1 milliard de dollars de plus.

Nous sommes en bonne position pour financer le reste de nos projets de croissance garantis d'une manière qui nous permettra d'obtenir les mesures d'endettement requises en 2019. Nous considérons que les émissions d'actions ordinaires dans le cadre de notre programme d'actions au cours du marché sont terminées et nous continuerons d'évaluer le recours à notre régime de réinvestissement des dividendes chaque trimestre. Nous poursuivrons aussi le développement de différentes activités de gestion du portefeuille, y compris la vente annoncée de notre centrale de Coolidge dont la clôture est prévue d'ici le milieu de 2019.

Croissance future

Outre nos projets garantis, nous poursuivons aussi l'avancement méthodique de projets en cours d'aménagement dont la valeur dépasse les 20 milliards de dollars. Il s'agit notamment de Keystone XL et du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, ainsi que de nombreuses autres occasions de croissance interne qui devraient découler de notre empreinte en Amérique du Nord.

Il est évident que notre stratégie disciplinée d'investissement dans des projets de haute qualité à faible risque porte fruit. Nos actifs d'infrastructures énergétiques complémentaires constituent une base solide et notre plan de croissance à l'avant-garde de l'industrie est en harmonie avec les facteurs fondamentaux régissant l'offre et la demande d'énergie à long terme.

Chef de file de la durabilité

Même si nous sommes en bonne position pour répondre aux besoins d'énergie croissants à l'échelle du continent, nous savons d'expérience que notre succès en tant qu'entreprise ne peut se dissocier de la durabilité de nos pratiques commerciales. Nous exerçons nos activités d'une manière durable sur les plans économique, social et environnemental et respectons les engagements que nous prenons envers nos voisins, nos partenaires et nos collectivités.

Nous sommes fiers que nos accomplissements soient soulignés par de multiples organismes indépendants très réputés. Pour une cinquième année consécutive, nous nous sommes taillés une place au sein de l'indice nord-américain du développement durable Dow Jones Sustainability Index, et pour la huitième année consécutive, nous avons fait partie de la liste des 50 entreprises les plus socialement responsables au Canada selon le magazine Corporate Knights. Nous avons été inclus dans l'indice d'égalité des sexes de Bloomberg pour notre leadership en vue de faire progresser l'égalité des sexes et l'inclusion à la grandeur de notre organisation. Nous avons aussi obtenu la reconnaissance de CDP (anciennement le Carbon Disclosure Project) pour nos communications sur les émissions de carbone et nos efforts pour garantir la viabilité à long terme de notre entreprise.

Un avenir prometteur

En dernier lieu, les décisions que nous prenons continuent d'être guidées par nos valeurs et un conseil d'administration fort dont les membres, qu'il faut remercier, vont puiser dans leurs champs d'expertise variés pour promouvoir le succès de la société.

Nous avons eu le plaisir d'accueillir un nouvel administrateur indépendant, Randy Limbacher, qui s'est joint au conseil en 2018. La vaste expérience de M. Limbacher dans le secteur pétrogazier, de même que son leadership et son expertise en planification stratégique, seront des atouts précieux pour le conseil.

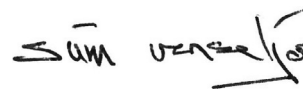
En terminant, 2018 a été une année record sur bien des plans alors que notre réseau n'a cessé de s'étendre. Nous nous sommes rapprochés de notre objectif de devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Nous abordons l'année 2019 toujours déterminés à concrétiser cette vision, et l'avenir nous emballe alors que s'ouvre le nouveau chapitre TC Énergie de notre histoire.

Nous tenons à remercier tous nos employés et entrepreneurs de leur appui indéfectible envers notre succès. Grâce à leur dévouement, nous sommes confiants en notre capacité à livrer de façon soutenue l'énergie dont les gens ont besoin et à faire croître la valeur actionnariale pour de nombreuses décennies à venir.

Cordialement,



Russ Girling
Président et chef de la direction



Siim A. Vanaselja
Président du conseil

Rapport de gestion

Le 13 février 2019

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2018, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	6
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	10
• Trois entreprises essentielles	11
• Notre stratégie	12
• Mesures de la FERC de 2018	14
• Incidence de la réforme fiscale aux États-Unis	18
• Programme d'investissement	18
• Points saillants des résultats financiers de 2018	21
• Perspectives	28
ENTREPRISE DE GAZODUCS	29
GAZODUCS – CANADA	37
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	43
GAZODUCS – MEXIQUE	48
RISQUES LIÉS À L'ENTREPRISE DE GAZODUCS	51
PIPELINES DE LIQUIDES	53
ÉNERGIE	63
SIÈGE SOCIAL	74
SITUATION FINANCIÈRE	80
AUTRES RENSEIGNEMENTS	92
• Gestion des risques d'entreprise	92
• Contrôles et procédures	102
• Estimations comptables critiques	103
• Instruments financiers	106
• Modifications comptables	109
• Rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable au bénéfice sectoriel	113
• Résultats trimestriels	114
GLOSSAIRE	123

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TransCanada » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 123. Tous les renseignements sont en date du 13 février 2019 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion incluent des renseignements portant notamment sur :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, y compris la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue des dividendes;
- la cote de crédit future prévue;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus, y compris l'incidence des mesures de la FERC de 2018;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- les décisions de réglementation et leur incidence, y compris les répercussions définitives des mesures de la FERC de 2018;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- les taux d'inflation et le prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales.

Pour un complément d'information sur ces facteurs, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements au sujet de TransCanada dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster une mesure en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements d'impôts et des ajustements apportés aux taux d'imposition en vigueur;
- des gains ou des pertes à la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, d'investissements et d'autres actifs, y compris certains coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- les coûts d'acquisition et d'intégration.

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable.

Mesure non conforme aux PCGR	Mesure conforme aux PCGR
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAIL comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAIL comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAIL comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements » pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice, les participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net par action ordinaire.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

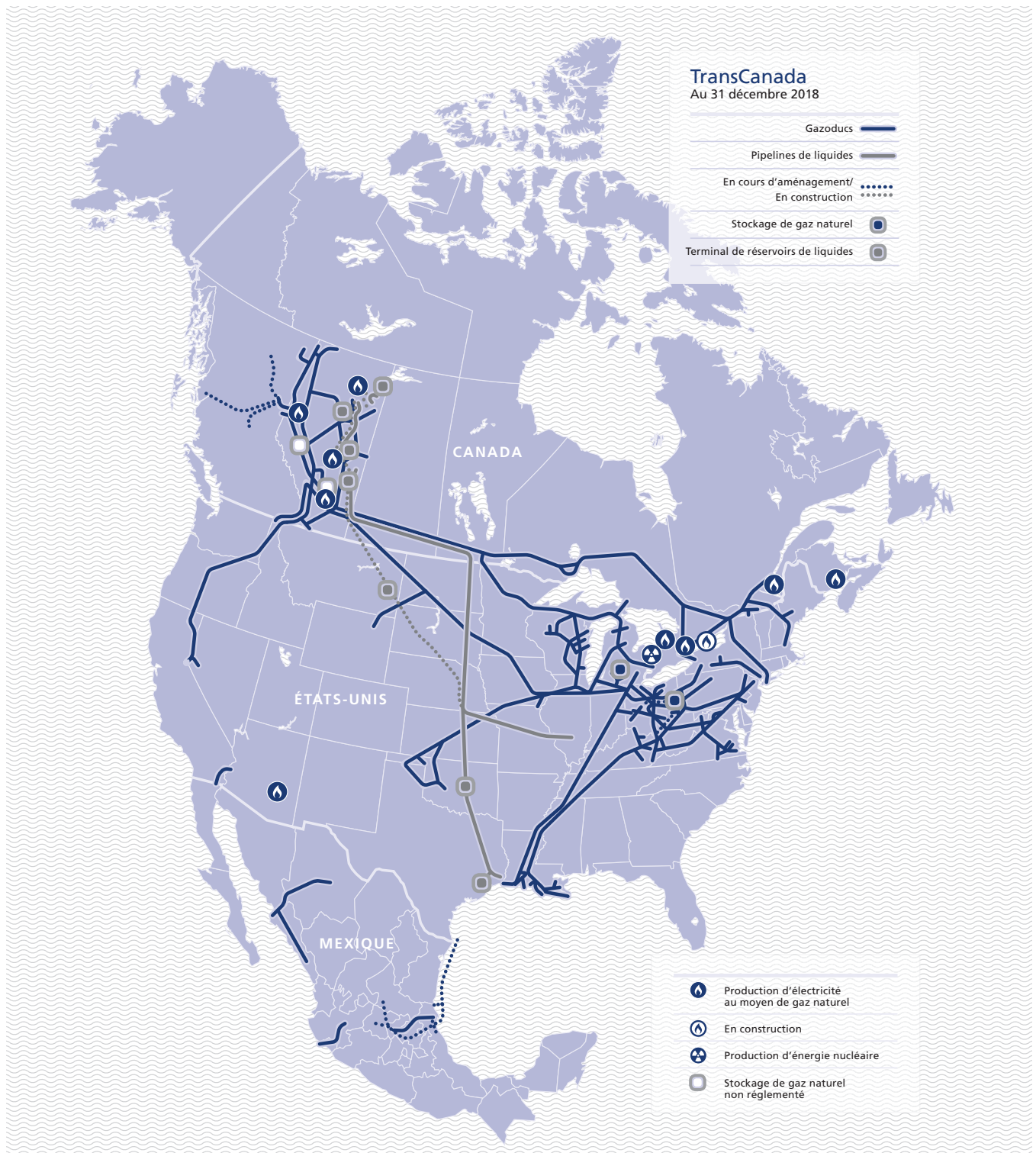
Flux de trésorerie distribuables comparables et flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement de ces mesures et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs canadiens sont prises en compte dans leur base tarifaire, de laquelle nous tirons un rendement réglementé, et nous les recouvrons par la suite à même les droits futurs. Les dépenses d'investissement de maintien relatives à nos gazoducs aux États-Unis peuvent être recouvrées à même les droits aux termes du règlement tarifaire actuellement en vigueur ou à même les droits qui seront fixés dans le cadre d'instances tarifaires ou de règlements futurs. Enfin, les arrangements tarifaires visant nos pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés en 2018 tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables. Nous avons ajusté les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire de 2017 et de 2016 afin de refléter notre nouveau mode de présentation de l'information, ce qui procure aux lecteurs une information plus pertinente selon nous.

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie. Nous avons aussi un secteur Siège social, qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance et le financement des secteurs d'exploitation de la société et leur fournit divers autres services.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
Total de l'actif par secteur		
Gazoducs – Canada	18 407	16 904
Gazoducs – États-Unis	44 115	35 898
Gazoducs – Mexique	7 058	5 716
Pipelines de liquides	17 352	15 438
Énergie	8 475	8 503
Siège social	3 513	3 642
	98 920	86 101

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
Total des produits par secteur		
Gazoducs – Canada	4 038	3 693
Gazoducs – États-Unis	4 314	3 584
Gazoducs – Mexique	619	570
Pipelines de liquides	2 584	2 009
Énergie ¹	2 124	3 593
	13 679	13 449

¹ Compte tenu des actifs de Cartier Énergie éolienne, jusqu'à leur vente en 2018, et des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et des actifs d'énergie solaire en Ontario, jusqu'à leur vente en 2017.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
BAIIA comparable par secteur		
Gazoducs – Canada	2 379	2 144
Gazoducs – États-Unis	3 035	2 357
Gazoducs – Mexique	607	519
Pipelines de liquides	1 849	1 348
Énergie ¹	752	1 030
Siège social	(59)	(21)
	8 563	7 377

¹ Compte tenu des actifs de Cartier Énergie éolienne, jusqu'à leur vente en 2018, et des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et des actifs d'énergie solaire en Ontario, jusqu'à leur vente en 2017.

Changement de nom de société

En janvier 2019, nous avons annoncé notre intention de changer le nom de notre entreprise pour TC Énergie afin de mieux refléter l'étendue de nos activités et de renforcer notre position en tant que chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Sous réserve de l'approbation des actionnaires et de l'approbation réglementaire, le changement de nom prendra effet immédiatement après l'assemblée extraordinaire annuelle des actionnaires qui aura lieu le 3 mai 2019.

NOTRE STRATÉGIE

Nos infrastructures énergétiques regroupent des actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage qui collectent, transportent, produisent, stockent et livrent du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres produits pétroliers, ainsi que de l'électricité, afin de répondre aux besoins des entreprises et des collectivités nord-américaines.

Nous nous voyons devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord se concentrant sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel.

Éléments clés du coup d'œil sur la stratégie

1 Maximiser la valeur de nos éléments d'infrastructure et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

- Les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs qui relient les bassins d'approvisionnement à faible coût aux marchés stables et en plein essor, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Dans le secteur de l'énergie, des conventions de vente d'énergie à long terme servent à gérer et à optimiser notre portefeuille et à gérer la volatilité des prix.

2 Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel de 57 milliards de dollars, composé de 36,6 milliards de dollars destinés à des projets garantis et de 20,7 milliards de dollars destinés à des projets en cours d'aménagement bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial pour la plupart. Ces investissements, lorsque les actifs seront mis en service, contribueront à augmenter les résultats et les flux de trésorerie.
- Notre expertise en matière d'aménagement de projets, de gestion des risques liés à la construction et de maximisation de la productivité des investissements assure une attention vigilante à la fiabilité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un meilleur rendement aux actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans cette expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinaires et d'autres installations énergétiques.
- Nous parvenons à maintenir l'équilibre entre sécurité, rentabilité et responsabilité sociale et environnementale dans le cadre de nos activités d'investissement.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur et d'investissements de grande qualité

- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance des secteurs pipeline et énergétique dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage des projets.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables et que les risques et les rendements inhérents soient acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets.
- Nous surveillons les tendances de l'offre et de la demande d'énergie et assurons la résilience de nos activités au moyen de la diversification, de flux de trésorerie de grande qualité et d'actifs soutenus par des contrats.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales dans des secteurs tels que la sécurité, l'excellence opérationnelle, la gestion de la chaîne d'approvisionnement, la réalisation des travaux et les relations avec les parties prenantes pour dégager une valeur actionnariale maximale à court, moyen et long terme.

Notre avantage concurrentiel

Nous tirons notre avantage concurrentiel de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques et d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et de l'investissement de capitaux.

- Leadership fort – Compétences en exploitation et en élaboration de stratégies, expertise en matière de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Envergure, présence et un modèle commercial durable et à faibles risques qui sert à maximiser la valeur de nos actifs à long terme et de nos positions commerciales à toutes les étapes du cycle économique.
- Discipline rigoureuse – Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité, la durabilité et la protection de l'environnement et la priorité accordée à l'excellence sur le plan de l'exploitation.
- Position financière – Performance financière constamment solide, stabilité financière et rentabilité à long terme; démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux; capacité d'accéder à des montants en capitaux considérables et à prix concurrentiel pour soutenir notre croissance; simplicité et intelligibilité de la structure de nos activités et de notre entreprise; capacité de maintien de l'équilibre des dividendes croissants sur nos actions ordinaires et de la souplesse financière pour financer nos programmes d'investissement dans toutes les conditions de marché.
- Relations à long terme – Relations transparentes à long terme avec les principaux clients et parties prenantes; communication claire de nos perspectives aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

Nos préférences en matière de risque

Voici une description de notre approche en ce qui concerne le risque :

Vivre selon nos moyens

- Financer nos nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d'emprunt actuelle et à la gestion de notre portefeuille. Recourir à l'émission distincte d'actions ordinaires uniquement pour saisir des occasions transformatives, tandis que le programme ACM et le RRD seront utilisés au besoin.

Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables

- Choisir des investissements dont le risque d'exécution, y compris les considérations liées aux parties prenantes, est connu, acceptable et gérable.

Détenir des entreprises soutenues par des fondamentaux solides

- Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par une réglementation favorable ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.

Maintenir une cote de crédit « A »

- Maintenir une cote de crédit « A » constitue un important avantage concurrentiel, et TransCanada s'efforcera de préserver la cote actuelle tout en protégeant les intérêts de ses actionnaires et de ses investisseurs.

Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties

- Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

MESURES DE LA FERC DE 2018

Contexte

En décembre 2016, la FERC a publié un avis d'enquête afin de recueillir des commentaires pour savoir si ses politiques en vigueur entraînaient la double imposition des entités intermédiaires telles que les sociétés en commandite cotées en bourse. Cet avis d'enquête fait suite à une décision rendue en juillet 2016 par la cour d'appel des États-Unis pour le District de Columbia dans la cause opposant United Airlines, Inc. et al. à la FERC (la « cause United Airlines »), aux termes de laquelle les tribunaux ont ordonné à la FERC de régler cette question.

Le 22 décembre 2017, la loi H.R.1 intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « réforme fiscale aux États-Unis ») a été ratifiée, apportant d'importantes modifications au régime fiscal des États-Unis; le taux d'imposition fédéral des sociétés est notamment passé de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018. Par la suite, les cumuls d'impôts reportés en actif et en passif (les « cumuls d'impôts reportés ») liés à nos activités aux États-Unis, y compris les sommes liées à notre quote-part des actifs détenus par TC PipeLines, LP, ont fait l'objet d'une réévaluation au 31 décembre 2017 reflétant l'abaissement du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis. En ce qui concerne nos gazoducs et nos entreprises de stockage réglementés aux États-Unis, l'incidence de la réévaluation a été comptabilisée en tant que passif réglementaire net.

Le 15 mars 2018, la FERC a publié trois documents : 1) un énoncé de politique révisé sur le traitement fiscal aux fins de l'établissement des tarifs pour les sociétés en commandite cotées en bourse; 2) un avis d'ébauche de règle proposant aux gazoducs et aux entreprises de stockage de présenter un rapport non récurrent pour quantifier l'effet de la réduction du taux d'imposition fédéral et de l'énoncé de politique révisé sur le RCA de chacune des entités, en présupposant que l'ajustement des tarifs se ferait en une seule fois; et 3) un nouvel avis d'enquête visant à recueillir des commentaires sur la façon dont la FERC devrait traiter les changements relatifs aux cumuls d'impôts reportés et à l'amortissement des primes. Le 18 juillet 2018, la FERC a publié 1) une ordonnance rejetant les demandes de nouvelle audience visant l'énoncé de politique révisé et 2) une règle définitive (la « règle définitive ») adoptant et révisant les procédures exposées dans l'avis d'ébauche de règle et en clarifiant certains aspects (ensemble, les « mesures de la FERC de 2018 »). La règle définitive, qui est entrée en vigueur le 13 septembre 2018, se répercute aussi bien sur les gazoducs que sur les actifs de stockage de gaz réglementés par la FERC. L'analyse présentée dans cette rubrique décrit principalement l'incidence sur nos gazoducs, mais s'applique également à nos actifs de stockage de gaz naturel.

Énoncé de politique révisé de la FERC sur le traitement fiscal des sociétés en commandite cotées en bourse

L'énoncé de politique révisé modifie la politique de longue date de la FERC autorisant l'inclusion de certains soldes d'impôts dans les tarifs que doivent pratiquer les pipelines assujettis à une réglementation fondée sur le coût de service et détenus par l'intermédiaire d'une société en commandite cotée en bourse. L'énoncé de politique révisé laisse présupposer que les entités dont les bénéficiaires ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service.

Dans son ordonnance du 18 juillet 2018, la FERC a souligné qu'il n'est pas systématiquement interdit à une société en commandite cotée en bourse de faire valoir lors d'une future instance tarifaire, preuves à l'appui, qu'elle a le droit de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs liés au coût du service. En outre, la FERC a donné des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse et d'autres entités intermédiaires. La FERC a décrété que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Par conséquent, l'énoncé de politique révisé interdit également la constatation et l'amortissement subséquent de tout actif ou passif réglementaire qui aurait auparavant influé sur les tarifs facturés aux clients sous forme de remboursement ou de recouvrement d'actifs ou de passifs d'impôts reportés excédentaires ou déficitaires.

Règle définitive sur les nouveautés fiscales concernant les gazoducs interétatiques et les entreprises de stockage

La règle définitive établit le calendrier selon lequel les gazoducs interétatiques doivent soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) publier un rapport appelé *FERC Form 501-G* (le « Formulaire 501-G »), présenté une seule fois, dans lequel seraient quantifiées et isolées les répercussions sur les tarifs de la réforme fiscale aux États-Unis pour les gazoducs réglementés par la FERC et de l'énoncé de politique révisé sur les gazoducs détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse. Les gazoducs qui décident de présenter un Formulaire 501-G devaient le faire avant les dates fixées au quatrième trimestre de 2018 et pouvaient choisir parmi quatre options :

1. présenter un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la loi intitulée *Natural Gas Act* selon lequel les tarifs seraient réduits en proportion de la réduction du coût du service indiqué dans le Formulaire 501-G. La FERC garantit à tout gazoduc qui retiendrait cette option un moratoire de trois ans sur les enquêtes en vertu de l'article 5 de la même loi si, dans le formulaire, le RCA estimatif du gazoduc est d'au plus 12 %. Aux termes de la règle définitive, et sans égard pour l'énoncé de politique révisé décrit plus haut, un gazoduc structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse n'est pas tenu de renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts à même ses tarifs, mais peut réduire ses tarifs de façon à refléter la réduction du taux fédéral d'imposition des sociétés. Ou encore, le même gazoduc peut renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts ainsi qu'à ses cumuls d'impôts reportés ayant servi de base à l'établissement de ses tarifs. Lorsque les cumuls d'impôts reportés sont en passif, cette élimination aurait pour effet d'augmenter la base tarifaire du gazoduc;
2. s'engager à déposer soit un règlement tarifaire non contentieux préformaté, soit un dossier tarifaire en vertu de l'article 4, s'il estime que l'option du rapport restreint en vertu de l'article 4 ne se traduirait pas par des tarifs équitables et raisonnables. La FERC renoncerait à entreprendre une enquête en vertu de l'article 5 de la même loi sur les tarifs pratiqués avant cette date à l'égard des gazoducs qui s'engageaient à déposer l'un ou l'autre dossier avant le 31 décembre 2018;
3. produire une déclaration expliquant les motifs pour lesquels il estime que ses tarifs ne doivent pas être modifiés;
4. ne prendre aucune autre mesure. La FERC décidera s'il convient qu'elle entreprenne une enquête en vertu de l'article 5 visant tout gazoduc n'ayant pas déposé un rapport restreint sur les tarifs en vertu de l'article 4 ou ne s'étant pas engagé à déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4.

Incidence des mesures de la FERC de 2018 sur TransCanada

Conformément aux formulaires 501-G concernant les gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf, l'énoncé de politique révisé n'aura pas une incidence significative sur les bénéfices et les flux de trésorerie. En effet, une part considérable de l'ensemble des produits d'exploitation de ces gazoducs sont dégagés en fonction de tarifs sans recours. En vertu des règlements en vigueur, Columbia Gas est tenue d'ajuster certains de ses tarifs avec recours pour qu'ils tiennent compte de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis entrée en vigueur le 22 décembre 2017, le changement de taux devant être appliqué à compter du 1^{er} janvier 2018. Comme ANR, Columbia Gas, Columbia Gulf et d'autres actifs réglementés détenus en propriété exclusive seront un jour assujettis à de nouvelles instances tarifaires, il est possible que les tarifs futurs soient modifiés de manière prospective par suite de la réforme fiscale aux États-Unis; il est cependant probable que l'effet de cette dernière serait en grande partie atténué par la réduction du taux d'imposition des sociétés. Par ailleurs, l'énoncé de politique révisé interdit aux pipelines de liquides détenus par l'intermédiaire de sociétés en commandite cotées en bourse de recouvrer une portion de leur charge d'impôts au moyen des tarifs. Nous ne pensons pas que cette mesure aura une incidence sur nos pipelines de liquides aux États-Unis, car ils ne sont pas structurés sous forme de sociétés en commandite cotées en bourse.

Voici un état des choses en ce qui concerne les documents à produire en réponse à la règle définitive à l'égard de nos actifs importants, exception faite de TC PipeLines, LP :

	Option de production d'un formulaire 501-G	Incidence sur les tarifs maximaux	Moratoires et obligations de production de rapports
Columbia Gas	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 31 janvier 2022. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} février 2022.
Columbia Gulf	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 30 juin 2019. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} août 2020.
ANR	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 31 juillet 2019. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} août 2022.
ANR Storage	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} juillet 2021.
Millennium	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction de 10,3 %	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
Crossroads	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise

Répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur TC PipeLines, LP

Voici un état des choses en ce qui concerne les dépôts concernant les actifs détenus par TC PipeLines, LP effectués en réponse à la règle définitive :

	Option de production d'un formulaire 501-G	Incidence sur les tarifs maximaux	Moratoires et obligations de production de rapports
Great Lakes	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} février 2019	Aucun moratoire en vigueur. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} octobre 2022.
GTN	Élimination de l'obligation de déposer un formulaire 501-G par suite de l'approbation d'un règlement par la FERC le 30 novembre 2018	Remboursement de 10 millions de dollars US versé aux clients assujettis à des tarifs fermes en 2018; réduction de 10,0 % à compter du 1 ^{er} janvier 2019; réduction supplémentaire des tarifs de 6,6 % pour la période du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2021	Moratoire sur les changements de tarifs en vigueur jusqu'au 31 décembre 2021. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} janvier 2022.
Northern Border	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} février 2019; réduction supplémentaire des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} janvier 2020	Aucun moratoire en vigueur. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} juillet 2024.
Tuscarora	Option 1 – conclusion par la suite d'un règlement avec les clients, avis de règlement de principe déposé auprès de la FERC le 29 janvier 2019.	Finalisation prévue avec le règlement	Finalisation prévue avec le règlement
Bison	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
Iroquois	Option 3 – conclusion par la suite d'un règlement avec les clients, avis de règlement de principe déposé auprès de la FERC le 9 janvier 2019.	Réduction des tarifs prévue à hauteur de l'incidence du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis indiquée sur le formulaire 501-G.	Confirmation probable en parallèle avec le règlement
Portland	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
North Baja	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction de 10,8 % entrée en vigueur le 1 ^{er} décembre 2018	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise

Par suite de la publication initiale, en mars 2018, des mesures de la FERC de 2018, et afin de préserver des liquidités en prévision d'une réduction éventuelle de nos produits, TC PipeLines, LP a réduit de 35 % la distribution trimestrielle à ses porteurs de parts ordinaires, qui s'élève donc à 0,65 \$ US la part depuis la distribution du premier trimestre de 2018.

Après les règlements et les dépôts de rapports restreints en vertu de l'article 4 pour certains gazoducs mentionnés ci-dessus, l'incidence défavorable des mesures de la FERC de 2018 sur les bénéfices, les flux de trésorerie et la situation financière de TC PipeLines, LP est moins considérable que prévu au début. De plus, comme notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffre approximativement à 25 %, l'effet des mesures de la FERC de 2018 qui se rattache à TC PipeLines, LP n'est pas significatif en regard des bénéfices ou des flux de trésorerie consolidés de TransCanada.

Financement

Par suite des mesures de la FERC de 2018 initialement proposées, nous avons déterminé que de nouveaux transferts d'actifs à TC PipeLines, LP ne constituent plus un moyen de financement viable. En outre, TC PipeLines, LP a cessé d'utiliser son programme d'émission au cours du marché. Il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir. Nous croyons néanmoins que les flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de nos activités d'exploitation, l'accès aux marchés des capitaux que nous confèrent notamment notre RRD, la gestion de notre portefeuille, les fonds en caisse et nos importantes facilités de crédit confirmées nous procurent la capacité financière nécessaire au financement de notre programme d'investissement actuel.

Considérations sur la dépréciation

Nous passons en revue les immobilisations corporelles et les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus souvent si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il s'est déprécié. Les divers rapports susmentionnés déposés en réaction aux mesures de la FERC de 2018 ont été pris en compte dans les hypothèses utilisées dans le cadre de nos tests de dépréciation des écarts d'acquisition annuels de même que dans notre évaluation de la recouvrabilité des soldes de nos actifs à long terme. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour obtenir d'autres précisions sur les pertes de valeur d'actifs et d'écarts d'acquisition constatées en 2018.

INCIDENCE DE LA RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

Conformément à la réforme fiscale promulguée aux États-Unis, nous avons ajusté notre solde net de cumuls d'impôts reportés aux États-Unis au 31 décembre 2017 pour refléter la diminution du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %. Les montants comptabilisés afin d'ajuster les impôts demeuraient provisoires tandis que notre interprétation, notre évaluation et notre présentation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis faisaient l'objet de clarifications au cours de la période d'évaluation de un an consentie par la SEC et que les autorités fiscales publiaient d'autres instructions à ce sujet. En 2018, lorsque nous avons mis la dernière main à nos déclarations de revenus annuelles de 2017 relatives à nos activités aux États-Unis et que nous avons clarifié l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis sur notre passif d'impôts reportés au 31 décembre 2017, nous avons déterminé qu'il était nécessaire d'ajuster l'estimation précédente. Nous avons donc comptabilisé un recouvrement au titre des impôts reportés de 52 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018 afin d'ajuster notre passif réglementaire net et les soldes de nos cumuls d'impôts reportés.

Par ailleurs, la règle définitive faisant suite aux mesures de la FERC de 2018 prévoit que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Conformément au formulaire 501-G et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux indiqués plus haut, les soldes des cumuls d'impôts reportés de tous les pipelines détenus par TC Pipelines, LP, en propriété exclusive ou non, ont été retranchés des bases tarifaires correspondantes. Par conséquent, les passifs réglementaires nets comptabilisés à l'égard de ces actifs conformément à la réforme fiscale aux États-Unis ont été radiés, ce qui s'est soldé par l'inscription d'un autre recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 57 milliards de dollars comprend un montant d'environ 36,6 milliards de dollars de projets garantis et un montant d'environ 20,7 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement. Nos projets garantis comprennent des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis mais non encore entièrement approuvés. Nos projets en cours d'aménagement bénéficient d'un soutien commercial, sauf mention contraire, mais l'échéancier de réalisation et les coûts de projet qui s'y rapportent sont plus incertains et sont conditionnels à l'obtention de certaines autorisations.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans le tableau des projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien de nos entreprises de gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les entreprises de pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions météorologiques, des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires, entre autres facteurs. Les montants figurant dans les tableaux ci-après ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 31 décembre 2018
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2019-2021	0,3	—
Réseau de NGTL	2019	2,8	1,4
	2020	1,7	0,2
	2021	2,8	—
	2022	1,3	—
Coastal GasLink ^{2,3}	2023	6,2	0,1
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	1,8	—
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Mountaineer XPress	2019	3,2 US	2,9 US
Modernisation II	2019-2020	1,1 US	0,5 US
Columbia Gulf			
Gulf XPress	2019	0,6 US	0,5 US
Autres investissements dans la capacité	2019-2022	0,9 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	2,0 US	—
Gazoducs – Mexique			
Sur de Texas ⁴	2019	1,5 US	1,4 US
Villa de Reyes ⁴	2019	0,8 US	0,6 US
Tula ⁴	2020	0,7 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
White Spruce	2019	0,2	0,1
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2019-2021	0,1	—
Énergie			
Napanee	2019	1,7	1,6
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2019-2023	2,2	0,6
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2019-2021	0,7	0,2
		32,7	10,8
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		3,9	2,4
Total des projets garantis (en dollars CA)		36,6	13,2

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP.

2 Reflète la totalité des capitaux nécessaires, avant la participation d'éventuels coentrepreneurs ou la conclusion d'un financement de projet.

3 La valeur comptable est présentée déduction faite des encaissements obtenus au quatrième trimestre de 2018 de certains participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de quelque 0,5 milliard de dollars des coûts préalables à la décision d'investissement finale conformément aux accords de projet. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.

4 La CFE a reconnu les événements de force majeure pour ces pipelines et approuvé le paiement de frais fixes de capacité conformément à leurs contrats de transport respectifs. Ces paiements seront comptabilisés en tant que produits lorsque les pipelines seront mis en service.

5 Reflète la quote-part qui nous revient dans les coûts du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2023 conformément au programme de gestion d'actifs.

6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs des installations du secteur Énergie.

7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 31 décembre 2018.

Projets en cours d'aménagement

Les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous reflètent les estimations les plus récentes pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis par la direction.

(en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 31 décembre 2018
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Pipelines de liquides		
Keystone XL ²	8,0 US	0,6 US
Terminaux de Heartland et de TC ³	0,9	0,1
Grand Rapids, phase II ³	0,7	—
Terminal Hardisty ³	0,3	0,1
Énergie		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	6,0	—
	17,8	0,8
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁵	2,9	0,2
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	20,7	1,0

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant.

2 La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis le 1^{er} janvier 2018.

3 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.

4 Reflète notre quote-part des coûts du programme de remplacement de composantes principales des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2023.

5 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 31 décembre 2018.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2018

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement en matière d'exploitation. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable, le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAII ») comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les pages 24, 82 et 113 pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice			
Produits	13 679	13 449	12 547
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
par action ordinaire – de base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué(e)	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108
par action ordinaire	3,86 \$	3,09 \$	2,78 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Fonds provenant de l'exploitation comparables	6 522	5 641	5 171
Flux de trésorerie distribuables comparables	5 885	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	6,52 \$	5,69 \$	5,91 \$
Dépenses d'investissement ¹	10 929	9 210	6 067
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	13 608
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés aux projets d'investissement en cours d'aménagement	470	634	—
Bilan			
Total de l'actif	98 920	86 101	88 051
Dette à long terme	39 971	34 741	40 150
Billets subordonnés de rang inférieur	7 508	7 007	3 931
Actions privilégiées	3 980	3 980	3 980
Participations sans contrôle	1 655	1 852	1 726
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 358	21 059	20 277
Dividendes déclarés²			
par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	902	872	759
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	918	881	864

1 Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

2 Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 80 pour plus de renseignements sur les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)			
Gazoducs – Canada	1 250	1 236	1 307
Gazoducs – États-Unis	1 700	1 760	1 190
Gazoducs – Mexique	510	426	287
Pipelines de liquides	1 579	(251)	806
Énergie	779	1 552	(1 157)
Siège social	(54)	(39)	(120)
Total du bénéfice sectoriel	5 764	4 684	2 313
Intérêts débiteurs	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419
Intérêts créditeurs et autres	(76)	184	103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837
(Charge) recouvrement d'impôts	(432)	89	(352)
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	185	(238)	(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	3 702	3 157	233
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Bénéfice net par action ordinaire			
– de base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires se chiffrait en 2018 à 3 539 millions de dollars, ou 3,92 \$ par action (2 997 millions de dollars, ou 3,44 \$ par action, en 2017; 124 millions de dollars, ou 0,16 \$ par action, en 2016). Le bénéfice net par action ordinaire a augmenté de 0,48 \$ par action en 2018 comparativement à 2017 en raison des variations du bénéfice net décrites ci-dessous et de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et retranchés du résultat comparable pour les périodes indiquées :

2018

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse par suite des mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora;
- une perte nette de 4 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie de nos activités sous-jacentes.

2017

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain net de 307 millions de dollars après les impôts sur la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts sur la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et à des projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ce projet;
- une charge de 69 millions de dollars après les impôts au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 28 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL.

2016

- une perte de 873 millions de dollars après les impôts sur les actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL;
- des coûts de 273 millions de dollars après les impôts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge après les impôts de 42 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL;
- une charge de dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood;
- une charge de dépréciation de 244 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable et le règlement de nos CAE en Alberta;
- une charge après les impôts de 16 millions de dollars au titre de la restructuration se rapportant essentiellement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location;
- une perte additionnelle de 3 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu au début de 2016.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces points saillants.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(143)	—	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(115)	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(52)	(804)	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(27)	(307)	873
Résiliation des contrats liant Bison	(25)	—	—
Dépréciation des actifs de Bison	140	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	15	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	4	—	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(136)	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(7)	(28)
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	—	954	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	—	69	273
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	28	42
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	656
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	244
Coûts de restructuration	—	—	16
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	3
Activités de gestion des risques ¹	144	(104)	(95)
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108
Bénéfice net par action ordinaire	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(0,16)	—	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(0,13)	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(0,06)	(0,92)	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(0,03)	(0,34)	1,15
Résiliation des contrats liant Bison	(0,03)	—	—
Dépréciation des actifs de Bison	0,16	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	0,02	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(0,16)	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(0,01)	(0,04)
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	—	1,09	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	—	0,08	0,37
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,03	0,06
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	0,86
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	0,32
Coûts de restructuration	—	—	0,02
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—
Activités de gestion des risques ¹	0,16	(0,12)	(0,12)
Résultat comparable par action ordinaire	3,86 \$	3,09 \$	2,78 \$

1	exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
	Commercialisation des liquides	71	—	(2)
	Installations énergétiques au Canada	3	11	4
	Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
	Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
	Intérêts	—	(1)	—
	Change	(248)	88	26
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	52	(45)	(54)
	Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(144)	104	95

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Ajustements :			
Amortissement	(2 350)	(2 048)	(1 939)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 265)	(2 068)	(1 883)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	177	159	71
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(693)	(839)	(841)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(315)	(238)	(257)
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2018 et de 2017

Le BAIIA comparable de 2018 a été supérieur de 1,2 milliard de dollars à celui de 2017, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la reprise de l'amortissement accru par suite de la hausse tarifaire approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL; l'augmentation est aussi attribuable à la progression globale du résultat fondé sur les tarifs, avant les impôts, en partie annulée par la baisse des revenus incitatifs et des impôts sur le bénéfice transférés;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation et les résultats moins élevés tirés des activités de passation de contrats.

Le résultat comparable de 2018 a été supérieur de 790 millions de dollars, ou 0,77 \$ par action ordinaire, à celui de 2017. Cette augmentation en 2018 est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de l'amortissement, principalement en ce qui concerne les gazoducs au Canada, à cause de la hausse des taux d'amortissement approuvés dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL (hausse entièrement recouvrée, comme en témoigne la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus, et qui n'a donc aucune incidence nette sur le résultat comparable) et de l'augmentation de l'amortissement découlant des nouveaux projets mis en service en 2017 et en 2018;

- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux nouvelles émissions de titres d'emprunt à long terme en 2018 et de l'incidence sur l'exercice complet des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur de 2017, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi qu'à la diminution des intérêts capitalisés, facteurs en partie compensés par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à la réduction des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2017 et de 2016

Le BAIIA comparable de 2017 avait été supérieur de 730 millions de dollars à celui de 2016, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat de Columbia par suite de l'acquisition du 1^{er} juillet 2016 et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC d'un règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} août 2016;
- l'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, qui s'explique par la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et par la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis;
- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes non visés par contrat sur le réseau d'oléoducs Keystone, de l'intensification des activités de commercialisation de liquides et du début de l'exploitation de Grand Rapids et de Northern Courier;
- la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Topolobampo depuis juillet 2016 et par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016.

Le résultat comparable de 2017 avait été supérieur de 582 millions de dollars, ou 0,31 \$ par action ordinaire, à celui de 2016.

Cette augmentation en 2017 était principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur en 2017, déduction faite des titres et billets échus;
- l'accroissement de l'amortissement ayant découlé principalement de l'acquisition de Columbia en 2016 et des projets mis en service;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés ainsi qu'au réseau de NGTL, à Tula et à Villa de Reyes, partiellement contrebalancée par la mise en service commerciale du gazoduc de Topolobampo et l'achèvement de la construction du gazoduc de Mazatlán;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'expliquait surtout par les revenus tirés du recouvrement de certains coûts du projet Coastal Gaslink et de l'abandon du projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR »).

En 2018 et en 2017, le résultat comparable par action a subi l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché; il a aussi subi l'incidence sur l'exercice complet, en 2017, de notre RRD et des émissions distinctes d'actions de 2016. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 6,6 milliards de dollars et les fonds provenant de l'exploitation comparables, à 6,5 milliards de dollars, soit une progression de 25 % et de 16 %, respectivement, en 2018, comparativement à 2017. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'augmentation du résultat comparable décrite précédemment. De plus, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont fluctué sous l'effet du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

Les flux de trésorerie distribuables comparables, qui tiennent compte de la totalité des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables, ont atteint 5,9 milliards de dollars en 2018 alors qu'elles s'étaient chiffrées à 5,0 milliards de dollars en 2017, principalement grâce à la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire ont aussi varié sous l'effet des émissions d'actions ordinaires de 2017 et de 2018. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Gazoducs – Canada	2 478	2 181	1 525
Gazoducs – États-Unis	5 771	3 830	1 522
Gazoducs – Mexique	797	1 954	1 142
Pipelines de liquides	581	529	1 137
Énergie	1 257	675	708
Siège social	45	41	33
	10 929	9 210	6 067

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Nous avons investi 10,9 milliards de dollars en projets d'investissement en 2018 pour optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2018 comprenait des apports de 1,0 milliard de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liés à Sur de Texas et à Bruce Power. Ce montant a été en partie compensé par des coûts préalables à la décision d'investissement finale de 470 millions de dollars qui ont été remboursés par les participants à la coentreprise avec LNG Canada en 2018.

En 2017, nous avons investi 9,2 milliards de dollars en projets d'investissement pour optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2017 comprenait des apports de 1,7 milliard de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liés à Sur de Texas, Bruce Power, Grand Rapids et Northern Border. Ce montant avait été en partie compensé par le remboursement des coûts de projets de 0,6 milliard de dollars reçu à l'abandon du projet de TGPR.

Produit de la vente d'actifs

En 2018, nous avons mené à terme la vente de notre participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit net de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.

En 2017, nous avons mené à terme la vente de TC Hydro, de Ravenswood, d'Ironwood, de Kibby Wind et d'Ocean State Power pour un produit net de 3,1 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Nous avons également conclu la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour la somme de 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en accroissant le total de nos actifs de 12,8 milliards de dollars en 2018. Au 31 décembre 2018, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires comptaient pour 34 % de la structure du capital (33 % en 2017), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (16 % en 2017). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 8,7 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2019, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,00 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 19^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, ce qui témoigne de notre engagement qui consiste à faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2021.

Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes de notre RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Les actions ordinaires sont émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée, plutôt que d'être rachetées sur le marché libre pour répondre à la participation au RRD.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Actions ordinaires	1 571	1 339	1 436
Actions privilégiées	158	155	100

PERSPECTIVES

Résultat

Notre résultat par action ordinaire de 2019, exclusion faite des postes particuliers, devrait être supérieur à celui de 2018, en raison principalement de l'incidence prévue des éléments suivants :

- l'apport des projets de Columbia Gas et de Columbia Gulf qui seront mis en service;
- la hausse de la quote-part nous revenant du résultat de Bruce Power attribuable à l'augmentation des prix contractuels;
- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- l'achèvement de la centrale de Napanee;
- le début de l'exploitation du gazoduc Sur de Texas.

Ces éléments étant annulés en partie par :

- l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché et de celles qui devraient être émises en 2019 dans le cadre du RRD;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés, après la mise en service de certains actifs;
- la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- la vente prévue de la centrale de Coolidge;
- l'incidence incertaine de la récente réforme fiscale aux États-Unis et d'autres règlements proposés sur le coût de financement de certaines de nos installations aux États-Unis.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Nous prévoyons consacrer environ 8 milliards de dollars en 2019 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. La plus grande partie du programme d'investissement de 2019 concernera les dépenses consacrées aux projets liés au réseau de NGTL, au gazoduc Coastal GasLink, au projet de modernisation II de Columbia Gas, aux coûts d'aménagement de Keystone XL, à l'allongement du cycle de vie de Bruce Power, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités de la société. Ces dépenses d'investissement comprennent la totalité des coûts liés à la construction de Coastal GasLink attendus en 2019, lesquels pourraient être financés en partie par des coentrepreneurs et par un financement de projet.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses d'investissement de 2019.

GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d'approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des grands bassins d'approvisionnement et répond chaque jour à plus de 25 % de la demande du continent nord-américain par l'intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 81 500 km (50 500 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 11 100 km (7 000 milles).

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 535 Gpi³, 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. Nous détenons et exploitons aussi des actifs intermédiaires, qui offrent des services spécifiques aux producteurs gaziers, dont la collecte, le traitement, le conditionnement et la manutention des liquides, surtout dans le bassin des Appalaches.

Notre entreprise des gazoducs est subdivisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Coup d'œil sur la stratégie

Optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord est une priorité absolue. Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent :

- l'expansion et le prolongement de notre vaste empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l'industrie, de la production d'électricité et des sociétés de distribution locales;
- l'expansion de nos réseaux dans des endroits clés et la construction de projets d'aménagement visant la connectivité des terminaux d'exportation de GNL situés sur la côte ouest du Canada et la côte du golfe du Mexique;
- le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- l'aménagement de nouveaux gazoducs additionnels au Mexique.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l'offre et la demande gazières en Amérique du Nord.

Points saillants des résultats

Gazoducs – Canada

- Mise en service de projets d'environ 0,6 milliard de dollars.
- Dévoilement de quatre nouveaux programmes d'expansion de notre réseau de NGTL totalisant 4,1 milliards de dollars, les dates de mise en service se situant entre 2019 et 2022.
- Obtention de la part de l'ONÉ d'une ordonnance modifiée et du certificat d'utilité publique approuvant la construction des installations de la canalisation principale North Montney et des directives sur les questions de tarification qui s'y rapportent.
- Obtention de l'approbation de l'ONÉ relativement au règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL (le « règlement pour 2018-2019 »), sans modification.
- Obtention de la décision de l'ONÉ relative à notre demande tarifaire pour la période 2018-2020 visant le réseau principal au Canada (la « décision de 2018 de l'ONÉ »), approuvant tous les éléments de notre demande, sauf la période d'amortissement du compte d'ajustement à long terme.
- Conclusion de nouveaux contrats de transport de gaz naturel visant 670 TJ/j (625 Mpi³/j) sur le réseau principal au Canada aux termes des ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay entre le BSOC et les marchés de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du nord-est des États-Unis.
- Début de la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink, au coût approximatif de 6,2 milliards de dollars.

Gazoducs – États-Unis

- Mise en service, en 2018 et au début de 2019, de projets d'environ 5,8 milliards de dollars US, dont Leach Xpress, WB Xpress, l'accès à Cameron et Mountaineer Xpress (mise en service partielle).
- Commencement de projets de croissance supplémentaires de 0,5 milliard de dollars US.

- Dépôt de formulaires 501-G et de règlements tarifaires non contentieux en réponse aux mesures de la FERC de 2018, ce qui s'est répercuté dans diverses proportions sur les tarifs relatifs à nos gazoducs et à nos actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour obtenir un complément d'information.

Gazoducs – Mexique

- Mise en service opérationnelle de Topolobampo.
- Poursuite de la construction des projets de gazoducs Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d'approvisionnement jusqu'à des points ou des marchés qui s'en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison, et des installations de stockage de gaz naturel offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l'équilibre global des réseaux de gazoducs.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 33 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d'approvisionnement et les principaux marchés. Les principaux réseaux indiqués sur le plan sont les suivants :

Gazoducs – Canada

Le réseau de NGTL : Le réseau de NGTL est notre réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde la majeure partie de la production gazière de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et à l'exportation. Nous estimons être tout à fait en mesure d'assurer le raccordement de sources d'approvisionnement croissantes provenant du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta. Notre vaste programme d'investissement est axé sur ces deux zones d'approvisionnement ainsi que sur la demande croissante à l'égard des services de transport garanti en Alberta provenant de la conversion des centrales électriques au charbon, de l'exploitation des sables bitumineux et de la charge d'alimentation pétrochimique, de même que vers nos principaux points d'exportation à Empress et de livraison en Alberta et en Colombie-Britannique. Par ailleurs, le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC à des installations d'exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada grâce aux futures prolongations du réseau ou à des raccordements futurs à d'autres gazoducs desservant la région.

Le réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada alimente maintenant les marchés de l'Ontario, du Québec, des provinces maritimes, du Midwest et du nord-est des États-Unis, toujours en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccordements.

Gazoducs – États-Unis

Columbia Gas : Le gazoduc de Columbia Gas est notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste. Les gisements de Marcellus et d'Utica sont parmi ceux dont l'expansion est la plus rapide en Amérique du Nord. Un peu comme notre réseau dans le BSOC, nos actifs de Columbia Gas sont très bien positionnés pour relier l'offre croissante et les marchés de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d'autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation des GNL. La nécessité pour les producteurs de la région d'accéder aux marchés justifie l'important programme d'investissement consacré à de nouvelles installations de gazoducs sur ce réseau.

ANR : Le réseau de pipelines d'ANR relie les bassins d'approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l'Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois et de l'Ohio. En outre, sa conduite principale vers le sud-est est bidirectionnelle et achemine le gaz produit dans le bassin des Appalaches vers les clients de la région de la côte du golfe du Mexique.

Columbia Gulf : Le réseau de gazoducs Columbia Gulf a été initialement conçu comme un réseau de livraison sur longue distance transportant le gaz naturel du golfe du Mexique aux principaux marchés du nord-est des États-Unis. Le sens du gazoduc a maintenant été en grande partie inversé et élargi pour pouvoir prendre en charge l'offre accrue en provenance du bassin des Appalaches et de ses raccordements au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres afin d'acheminer du gaz vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.

TC PipeLines, LP : Nous avons une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP, qui détient des participations dans huit gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis.

Gazoducs – Mexique

Réseau de gazoducs au Mexique : Nous avons un réseau grandissant de gazoducs jumelé à un vaste portefeuille de projets de gazoducs en cours de construction au Mexique, notamment Tula et Villa de Reyes ainsi que Sur de Texas, dans lequel nous détenons une participation de 60 %.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de l'ONÉ au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la CRE au Mexique. Les organismes de réglementation approuvent la construction de nouvelles installations pipelinières ainsi que l'exploitation continue de l'infrastructure.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts recouverts comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts fonciers et sur le bénéfice et les intérêts sur la dette. L'organisme de réglementation examine les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et il approuve des droits qui offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et, de plus en plus, pour répondre à la demande provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent les deux régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier d'un accès aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 110 Gpi³/j d'ici 2020, ce qui représente une augmentation d'environ 10 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2018.

Cet accroissement prévu de la demande de gaz naturel, jumelé au taux de déclin annuel de la production de gaz naturel, qui est de 20 % à 25 %, laisse prévoir que des raccordements à l'offre de plus de 35 Gpi³/j seront nécessaires dans les deux prochaines années, ce qui procurera des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières qui pourront construire de nouvelles installations ou favorisera l'utilisation accrue du réseau existant.

Évolution de la demande

La croissance de l'approvisionnement gazier a entraîné en Amérique du Nord un affaiblissement des prix du gaz naturel. Le contexte de faiblesse des prix a favorisé l'accroissement continu de la demande, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- les sables bitumineux de l'Alberta;
- les exportations vers le Mexique destinées à alimenter des centrales électriques.

Les producteurs continuent d'évaluer de nouvelles possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long de la côte Ouest du Canada et des États-Unis. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

Prix des produits de base

De manière générale, la rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les coûts de transport fixes ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets de mise en valeur des réserves ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix. Ainsi, la baisse des prix du gaz naturel a élargi la part de marché de cette marchandise au détriment du charbon pour l'alimentation des marchés de la production d'électricité et l'a positionnée avantageusement sur la scène mondiale grâce aux exportations de GNL.

Concurrence accrue

Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs et, plus particulièrement, notre nouvelle présence dans la région des Appalaches en plein essor, nous sommes bien placés pour soutenir la concurrence. Étant donné qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les permis nécessaires pour la construction ou l'expansion de pipelines et de choisir des emplacements qui conviennent pour leur tracé, les entreprises pipelinières titulaires de la région sont avantagées du fait qu'elles sont propriétaires des emprises et des infrastructures. Nous avons évalué d'autres occasions pour restructurer les droits et les services proposés, et nous continuerons de le faire, afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

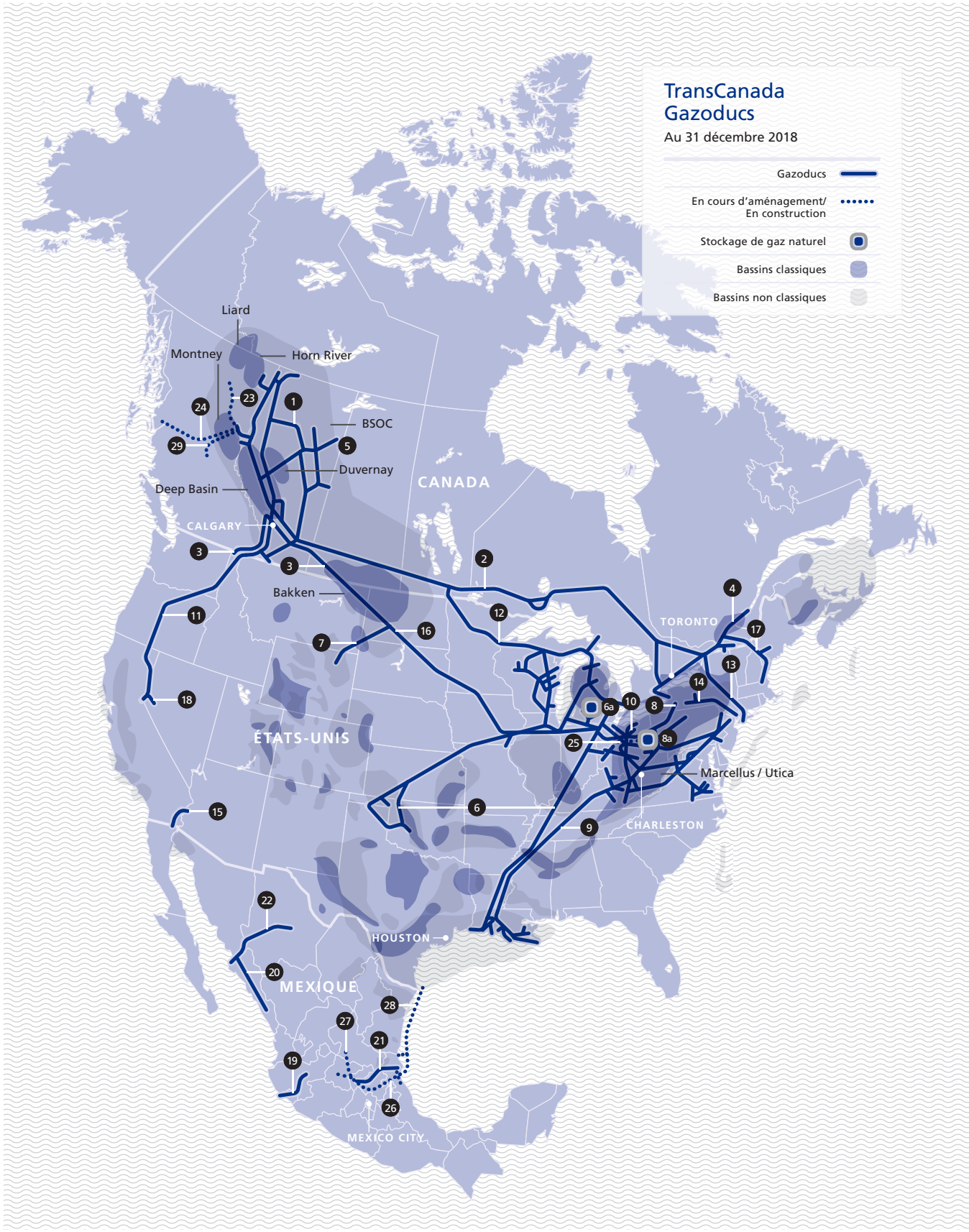
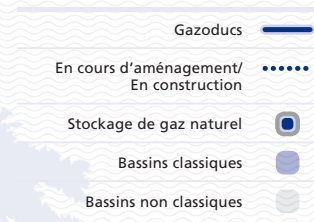
Priorités stratégiques

Nos gazoducs acheminent le gaz naturel dont dépend l'approvisionnement en énergie de millions de particuliers et d'entreprises en Amérique du Nord. Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz naturel.

En 2019, nous mettrons notamment l'accent sur la réalisation en cours de notre programme d'investissement qui comprend l'expansion du réseau de NGTL, le début de la construction de Coast GasLink, ainsi que l'achèvement de plusieurs projets de gazoducs aux États-Unis et au Mexique. Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, de nos entrepreneurs et de toute autre partie prenante touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.

TransCanada Gazoducs

Au 31 décembre 2018



Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

		Longueur	Description	Participation effective
Gazoducs au Canada				
1	Réseau de NGTL	24 568 km (15 266 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada	14 082 km (8 750 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés de l'est du Canada et qui s'interconnecte avec des installations aux États-Unis.	100 %
3	Foothills	1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4	Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	574 km (357 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au réseau de Portland.	50 %
5	Ventures LP	161 km (100 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta. Il comprend aussi un gazoduc de 27 km (17 milles) qui achemine du gaz naturel à un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.	100 %
*	Portion canadienne de Great Lakes	60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis				
6	ANR	15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique.	100 %
6a	Stockage d'ANR	250 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
7	Bison	488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
8	Columbia Gas	18 525 km (11 511 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de sources situées principalement dans le bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement de tout le nord-est des États-Unis.	100 %
8a	Stockage de Columbia	285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées offrant leurs services aux clients des principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons aussi une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	100 %
*	Midstream	295 km (183 milles)	Infrastructure reliant la tête de puits de producteurs en amont et le secteur en aval (gazoduc et distribution interétatique) et comprend une participation de 47,5 % dans Pennant Midstream.	100 %
9	Columbia Gulf	5 419 km (3 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte du golfe du Mexique.	100 %
10	Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines	100 %
11	Gas Transmission Northwest (« GTN »)	2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
12	Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 65,4 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	65,4 %

	Longueur	Description	Participation effective
13	Iroquois 669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York. Nous détenons une participation effective de 13,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 0,7 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	13,2 %
14	Millennium 407 km (253 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	47,5 %
15	North Baja 138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
16	Northern Border 2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain. Nous détenons une participation effective de 12,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	12,7 %
17	Portland 475 km (295 milles)	Gazoduc qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis et des provinces maritimes canadiennes. Nous détenons une participation effective de 15,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	15,7 %
18	Tuscarora 491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
Gazoducs au Mexique			
19	Guadalajara 310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
20	Mazatlán 430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, et qui est raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
21	Tamazunchale 370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	100 %
22	Topolobampo 560 km (348 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
23	North Montney 206 km** (128 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de North Montney et qui se raccordera au réseau principal existant de NGTL à Groundbirch.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2019 160 km** (99 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs projets de conduites et de postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2019.	100 %
24	Coastal GasLink 670 km** (416 milles)	Projet visant des installations nouvelles devant acheminer le gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada en construction situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
25	Mountaineer XPress – mis en service à 45 % en janvier 2019 (192 km ou 119 milles) 275 km** (171 milles)	Projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf.	100 %
Gazoducs au Mexique			
26	Tula 324 km** (201 milles)	Gazoduc qui prendra naissance à Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il prendra en charge du gaz naturel provenant de Sur de Texas, puis qui se raccordera à Villa de Reyes à Tula et acheminera le gaz vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique.	100 %

		Longueur	Description	Participation effective
27	Villa de Reyes	420 km** (261 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui acheminera du gaz naturel depuis Tula, dans l'État de Hidalgo, à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula, y compris un latéral vers le complexe industriel Salamanca à Guanajuato.	100 %
28	Sur de Texas	775 km** (482 milles)	Gazoduc qui commencera dans le golfe du Mexique, à la frontière près de Brownsville, au Texas, et desservira Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et Tuxpan, dans l'État de Veracruz; il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction				
Gazoducs au Canada				
*	Installations du réseau de NGTL pour 2020	120 km** (75 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2020.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2021	375 km** (233 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2021.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2022	197 km** (122 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à avril 2022.	100 %
Gazoducs aux États-Unis				
*	Buckeye XPress	103 km** (64 milles)	Projet de Columbia Gas visant la modernisation et le remplacement de conduites et de postes de compression en Ohio pour le transport de la production supplémentaire des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau.	100 %
En cours d'aménagement				
Gazoducs au Canada				
29	Canalisation principale Merrick	260 km** (161 milles)	Réseau qui livre du gaz naturel depuis le réseau principal existant de NGTL à Merrick Groundbirch près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à son point d'arrivée près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique.	100 %
* Des installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.				
** La longueur de la canalisation indiquée est provisoire puisque le tracé définitif est en cours de conception.				

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur des gazoducs au Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est l'ONÉ qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les gouvernements des provinces exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, l'ONÉ approuve des droits et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total de ces coûts inclut un rendement sur le capital que la société a investi dans les actifs, appelé rendement des capitaux propres. La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, divisés par une prévision des volumes transportés. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que l'ONÉ a approuvé.

La société et ses expéditeurs peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés d'une manière donnée entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL est exploité aux termes d'une convention de règlement de deux ans conclue pour la période de 2018-2019, à laquelle se greffe un accord d'encouragement à l'endroit des expéditeurs sous forme de mécanisme de partage en parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel des coûts d'entretien, d'exploitation et d'administration. Quant au réseau principal au Canada, il entame la cinquième année d'une convention de règlement de six ans à droits fixes, qui prévoit un accord d'encouragement laissant à l'exploitant le choix d'établir aux prix du marché le prix de certains de ses services à court terme, comme le transport interruptible. Ce type de convention incite l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour l'exploitant.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Projet de gazoduc Coastal GasLink

En octobre 2018, nous avons annoncé que nous allions 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 décision d'investissement finale positive concernant la construction de l'installation de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située à Kitimat, en Colombie-Britannique. Le gazoduc Coastal GasLink assurera l'approvisionnement en gaz naturel de l'installation de LNG Canada et il est soutenu par des contrats de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) conclus avec chacun des cinq participants à la coentreprise avec LNG Canada. Ce gazoduc d'une longueur de 670 km (416 milles) aura une capacité initiale d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j) qui pourrait être portée à 5,4 PJ/j (5,0 Gpi³/j). Nous avons obtenu tous les permis nécessaires pour aller de l'avant avec les travaux de construction, qui ont donc 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 Premières Nations choisies le long du tracé du pipeline, confirmant un appui fort des communautés autochtones dans la province de Colombie-Britannique.

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 octobre 2018, l'ONÉ a indiqué qu'elle se pencherait sur la question de la juridiction, a déterminé que Coastal GasLink avait qualité pour intenter une action en justice sur cette question et s'est réservé le droit de statuer sur la participation de toute autre partie intéressée éventuelle, y compris le particulier qui avait soulevé la question. En décembre 2018, l'ONÉ a délivré une lettre de procédure précisant les participants et le calendrier. La procédure de l'ONÉ devrait se terminer au deuxième semestre de 2019, et l'ONÉ rendra sa décision par la suite.

En décembre 2018, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a prononcé une injonction 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. En janvier 2019, la GRC a pris des mesures pour faire respecter cette injonction. Après des négociations, les manifestants ont consenti à se soumettre à l'injonction et à permettre la circulation des travailleurs.

Le coût en capital du projet de Coastal GasLink est estimé à 6,2 milliards de dollars et la majeure partie des dépenses liées à la construction devrait être engagée en 2020 et en 2021. Sous réserve des modalités, les écarts entre le coût en capital estimé et le coût final du projet seront recouverts à même les droits d'utilisation des gazoducs. Dans le cadre du plan de financement de Coastal GasLink, nous étudions le recours à des partenaires en coentreprise et à un financement de projet.

Le coût en capital total tient compte des coûts préalables à la décision d'investissement finale de 470 millions de dollars. Conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada, les cinq parties ont choisi de nous rembourser, en novembre 2018, leur quote-part des coûts préalables à la décision d'investissement finale, qui totalise 470 millions de dollars. De plus, les cinq coentrepreneurs ont accepté en janvier 2019 de nous verser des paiements en trésorerie pendant toute la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés.

Réseau de NGTL

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022

En octobre 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022 pour répondre aux besoins de production liés à de nouvelles demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin à compter de novembre 2021 et d'avril 2022. Cette expansion de 1,5 milliard de dollars du réseau de NGTL comprend des nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 197 km (122 milles), trois postes de compression, des postes de comptage et des installations connexes. Les demandes d'approbation pour construire et exploiter les installations devraient être déposées auprès de l'ONÉ au deuxième trimestre de 2019 et, dans l'attente des approbations réglementaires, la construction pourrait commencer dès le troisième trimestre de 2020.

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021

En février 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021, assorti d'un coût en capital estimé à 2,3 milliards de dollars, dont la mise en service est prévue pour le premier semestre de 2021. Le programme se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 375 km (233 milles), de trois postes de compression, d'une vanne de réglage et d'installations connexes. L'expansion est nécessaire pour transporter l'approvisionnement accru et accroître la capacité d'exportation du bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j) vers le point de livraison des exportations Empress, au point de raccordement du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada. Une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation du programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 a été déposée auprès de l'ONÉ en juin 2018 et fera l'objet d'une audience publique au troisième trimestre de 2019.

Approbation du projet North Montney

En juillet 2018, l'ONÉ a rendu, après l'approbation par le gouvernement fédéral de notre demande, une ordonnance et un certificat d'utilité publique modifiés à l'égard des approbations obtenues pour le projet North Montney afin d'en éliminer la condition stipulant qu'une décision d'investissement finale positive doit être prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG avant le début de la construction.

Le projet North Montney se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles), de trois postes de compression et de 14 postes de comptage. L'estimation actuelle du coût du projet a augmenté de 0,2 milliard de dollars par rapport aux estimations initiales pour atteindre 1,6 milliard de dollars, en raison principalement de retards du calendrier de construction et d'une hausse des coûts de construction tributaires du marché.

L'ONÉ a ordonné à NGTL de faire approuver une méthode de tarification révisée à la suite d'une période provisoire correspondant à un an après l'obtention de la décision du gouvernement fédéral, à défaut de quoi des droits calculés à part seront imposés. NGTL collabore avec les expéditeurs en vue de remplir ces exigences et a la certitude qu'un mécanisme de tarification acceptable pourra être établi au lieu de droits calculés à part.

La construction du projet North Montney a commencé en août 2018. La première phase du projet devrait être mise en service d'ici le quatrième trimestre de 2019 et la deuxième phase, d'ici le deuxième trimestre de 2020.

Autres projets

En février 2019, nous avons annoncé notre projet de prolongement de Riverbend. Ce gazoduc de 85 millions de dollars reliera le réseau de NGTL à une importante installation industrielle en préparation, située dans la région de Grande Prairie, en Alberta. Le projet comprendra une canalisation de 24 pouces de diamètre nominal de tuyau sur 28 kilomètres (17 milles) de long ainsi qu'un poste de comptage des livraisons; il est visé par des contrats fermes portant sur 330 TJ/j (308 Mpi³/j) de nouveaux services de livraison et sa mise en service est prévue au troisième trimestre de 2021.

En avril 2018, nous avons procédé à la mise en service du projet de croisement de Sundre. Ce projet de pipeline de 100 millions de dollars ajoute quelque 245 TJ/j (228 Mpi³/j) à la capacité du réseau de NGTL à notre point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, assurant un meilleur raccordement avec les principaux marchés en aval de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et de la Californie.

En avril 2018, nous avons procédé à la mise en service du projet de gazoduc reliant la boucle du réseau principal du Nord-Ouest à Boundary Lake. Ce projet d'une valeur de 160 millions de dollars a permis d'ajouter de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 230 km (143 milles) et des postes de compression supplémentaires ainsi que d'accroître la capacité du réseau de NGTL d'environ 535 TJ/j (500 Mpi³/j).

En mars 2018, nous avons annoncé la conclusion fructueuse d'une invitation à soumissionner en vue d'un nouvel accroissement de la capacité du point de livraison des exportations Empress/McNeill, pour une entrée en service prévue en novembre 2021. Les soumissions visant l'offre de 300 TJ/j (280 Mpi³/j) ont dépassé les besoins, et la durée moyenne des contrats octroyés est d'environ 22 ans. Les installations et les capitaux requis aux fins de l'expansion sont estimés à environ 140 millions de dollars.

Approbation du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL

En juin 2018, l'ONÉ a approuvé sans modification le règlement pour 2018-2019 sur les tarifs définitifs pour 2018. Aux termes du règlement pour 2018-2019 qui est en vigueur du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, le RCA est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et le taux d'amortissement composé est porté de 3,18 % à 3,45 %. Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont établis à 225 millions de dollars pour 2018 et à 230 millions de dollars pour 2019, et un mécanisme de partage en parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel de ces coûts est prévu. Tous les autres coûts, y compris les charges de maintien de l'intégrité des gazoducs et les coûts liés aux émissions, sont traités comme des coûts transférables.

Réseau principal au Canada

Ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay

En décembre 2018, nous avons annoncé la conclusion de nouveaux contrats visant le transport de 670 TJ/j (625 Mpi³/j) de gaz naturel sur le réseau principal au Canada à partir du BSOC. Lorsque l'ONÉ aura approuvé ces ententes, les volumes supplémentaires visés par ces contrats de transport à long terme à prix fixes desserviront les marchés de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du nord-est des États-Unis en utilisant la capacité existante du réseau principal au Canada et les 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 millions de dollars. Nous avons déposé auprès de l'ONÉ la demande d'approbation des ententes à long terme de transport à prix fixe en janvier 2019 et nous nous attendons à ce que l'ONÉ rende sa décision au troisième trimestre de 2019.

Réseau principal au Canada – examen des droits pour la période de 2018 à 2020

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 de 2018, 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 CALT, qui doit maintenant faire l'objet d'un amortissement de 2018 à 2020. Cette décision aura pour effet d'abaisser les tarifs à compter du 1^{er} février 2019. Comme l'ONÉ nous l'a ordonné, nous lui avons remis un dépôt de conformité en janvier 2019, dont l'issue est attendue au premier trimestre de 2019.

Projet d'expansion du poste de compression Maple

En avril 2018, nous avons obtenu l'approbation de l'ONÉ pour lancer la construction d'un nouveau poste de compression d'environ 110 millions de dollars. Les travaux se poursuivent comme prévu en vue de la mise en service qui doit avoir lieu le 1^{er} novembre 2019.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Réseau de NGTL	1 197	996	968
Réseau principal au Canada	1 073	1 043	1 105
Autres gazoducs au Canada ¹	109	105	109
BAIIA comparable	2 379	2 144	2 182
Amortissement	(1 129)	(908)	(875)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	1 250	1 236	1 307

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne du gazoduc Great Lakes, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires liés à nos gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont augmenté de 14 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, et ils avaient diminué de 71 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016.

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement selon le RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	398	352	318
Réseau principal au Canada	182	199	208
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	9 669	8 385	7 451
Réseau principal au Canada	3 828	4 184	4 441

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 46 millions de dollars en 2018 par rapport à celui de 2017. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le bénéfice net du réseau de NGTL de 2017 avait été supérieur de 34 millions de dollars à celui de 2016, grâce à une base d'investissement moyenne plus élevée, en partie contrebalancée par une hausse des frais financiers liés aux reports réglementaires. Le règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et comprenait un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 17 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de la baisse des revenus incitatifs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2018. Le bénéfice net du réseau principal avait diminué de 9 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de l'accroissement des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2017, facteurs compensés en partie par la hausse des revenus incitatifs enregistrée en 2017. La diminution de la base d'investissement moyenne en 2018 et en 2017 était essentiellement attribuable à l'amortissement et à l'inclusion de l'excédent reporté des produits nets de 2017 et de 2016 dans la base d'investissement.

De 2015 à 2018, le réseau principal au Canada a été exploité aux termes de la demande tarifaire pour la période de 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). La décision de 2014 de l'ONÉ prévoit un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles pour le RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre nos produits et le coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes, soit les six ans de 2015 à 2020.

La décision de 2014 de l'ONÉ nous enjoignait également de présenter une demande d'examen des droits pour la période de 2018-2020. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu sa décision de 2018, qui comprenait l'amortissement accéléré du solde du CALT au 31 décembre 2017 et une hausse du taux d'amortissement composé, qui passe de 3,2 % à 3,9 %. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information sur la décision de 2018 de l'ONÉ.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2018 a été supérieur de 235 millions de dollars à celui de 2017, principalement grâce à la reprise de l'amortissement accru découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal au Canada et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL; l'augmentation est aussi attribuable à la progression globale du résultat fondé sur les tarifs, avant les impôts, en partie annulée par la baisse des revenus incitatifs et des impôts sur le bénéfice transférés. Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2017 avait été semblable à celui de 2016.

Amortissement

En 2018, l'amortissement a été supérieur de 221 millions de dollars à celui de 2017 en raison de la hausse des taux d'amortissement approuvée dans la décision de 2018 de l'ONÉ concernant le réseau principal et le règlement de 2018-2019 pour le réseau de NGTL, ainsi que les installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2018. L'amortissement avait augmenté de 33 millions de dollars entre 2016 et 2017, principalement en raison des installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2017 et en 2016.

PERSPECTIVES

Résultat

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital réglementée, ainsi que des dispositions des règlements tarifaires approuvés par l'ONÉ.

En 2019, le résultat des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2018, en raison principalement de la croissance constante du réseau de NGTL. Nous nous attendons à ce que la base d'investissement du réseau de NGTL s'accroisse encore à mesure que nous agrandissons les installations d'approvisionnement du nord-ouest et les installations de livraison du nord-est et de l'Alberta et que nous élargissons notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes de services garantis sur le réseau.

Nous nous attendons à ce que le résultat du réseau principal au Canada soit légèrement inférieur en 2019 en raison de la baisse des revenus incitatifs. Dans sa décision de 2018, l'ONÉ nous a enjoint d'accélérer l'amortissement du CALT sur la période de 2018 à 2020, ce qui aura pour effet de réduire les droits et les revenus de ces exercices, mais n'aura pas d'incidence importante sur le bénéfice net.

Nous prévoyons également des investissements modestes dans nos autres gazoducs à tarifs réglementés au Canada, bien que nous nous attendions à ce que les bases d'investissement moyennes de ces réseaux continuent de régresser à mesure que l'amortissement annuel prendra de l'avance sur l'investissement de capitaux, ce qui entraînera la réduction du résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre.

Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé au total des dépenses de 2,5 milliards de dollars en 2018 pour nos gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 3,1 milliards de dollars en 2019 et qu'elles viseront plus particulièrement les projets d'expansion du réseau de NGTL, les projets visant la capacité et les investissements de maintien du réseau principal au Canada, lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement. En outre, nous avons consacré la somme de 0,1 milliard de dollars à l'avancement du projet de Coastal GasLink et prévoyons y affecter encore 1,0 milliard de dollars en 2019, avant l'apport d'éventuels tiers investisseurs.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières américaines. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer les coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC ou nos expéditeurs peuvent introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi trop élevé.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à une instance visant les tarifs pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Nous exploitons en outre une entreprise du secteur intermédiaire qui n'est pas réglementée. Cette entreprise offre des services de collecte, de traitement, de conditionnement, de compression et de manutention des liquides dans le bassin des Appalaches. Son réseau comprend plus de 295 km (183 milles) de conduites dont le diamètre varie de 16 à 36 pouces. C'est aussi cette entreprise qui gère nos participations dans des droits miniers situés dans les zones de gaz de schiste Marcellus et Utica.

TC PipeLines, LP

Nous détenons une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite dont les parts sont cotées à la NYSE sous le symbole TCP et dont nous sommes le commandité. TC PipeLines, LP possède des participations dans les réseaux de gazoducs de GTN, Northern Border, Bison, Great Lakes, North Baja, Tuscarora, Iroquois et Portland. Notre participation globale effective dans chacun de ces actifs, en tenant compte de la participation détenue par l'intermédiaire de la société en commandite, est indiquée dans la liste d'actifs de nos principaux gazoducs qui commence à la page 34.

FAITS MARQUANTS

Projets Mountaineer XPress et Gulf XPress

Mountaineer XPress (« MXP ») est un projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf. Environ 45 % de ce projet a été mis en service le 18 janvier 2019, le reste des installations devant être mises en service en février et en mars 2019 en même temps que Gulf XPress, projet de Columbia Gulf. Le total des coûts estimatifs du projet MXP a été révisé à la hausse et atteint maintenant 3,2 milliards de dollars US, ce qui s'explique 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 donnés en sous-traitance en raison de la demande inhabituelle 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.

Louisiana XPress

En novembre 2018, nous avons donné notre aval au projet Louisiana XPress, qui doit assurer le lien direct entre l'approvisionnement et les marchés d'exportation de la côte du golfe du Mexique et comprendra la construction de trois nouveaux postes de compression médians le long du réseau de Columbia Gulf. La mise en service est prévue pour 2022 et le coût du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

Projet d'accès à Cameron

Le projet d'accès à Cameron, un projet de Columbia Gulf conçu pour assurer le transport d'environ 0,9 PJ/j (0,8 Gpi³/j) de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane, a été mis en service en mars 2018.

Projet WB XPress

Le projet WB XPress, projet de Columbia Gas destiné à assurer le transport d'environ 1,4 PJ/j (1,3 Gpi³/j) de gaz provenant 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, est entré en service en octobre 2018 pour ce qui est de sa section Ouest et en novembre 2018 pour ce qui est de sa section Est.

Nixon Ridge

Le 7 juin 2018, un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris à Nixon Ridge, dans le comté de Marshall en Virginie-Occidentale. Des mesures d'urgence ont été prises et la section touchée du gazoduc a été rapidement isolée. Cet incident n'a causé aucune blessure et aucun dommage matériel aux structures environnantes. Le gazoduc a été remis en service le 15 juillet 2018. Selon les constatations préliminaires de la PHMSA dans son ordonnance de sécurité proposée, le bris aurait été provoqué par un affaissement du sol. L'enquête se poursuit et nous collaborons pleinement avec la PHMSA pour déterminer la cause profonde de cet incident. Ce bris n'a pas eu une incidence importante sur nos résultats financiers de 2018.

Règlements tarifaires relatifs aux gazoducs aux États-Unis

Depuis le 30 septembre 2018, plusieurs règlements tarifaires ont été conclus avec des clients en réponse aux mesures de la FERC de 2018. À la fin de janvier 2019, des règlements tarifaires relatifs à certains de nos gazoducs et de nos actifs de stockage de gaz naturel réglementés par la FERC ont été approuvés ou acceptés par la FERC. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Résiliation de contrats et dépréciation d'actifs de Bison

Au second semestre de 2018, deux clients de Bison ont choisi de régler en totalité le montant résiduel des produits d'exploitation contractuels à venir et de résilier les contrats de transport sous-jacents. Nous avons accepté la résiliation de ces contrats après l'encaissement d'une somme de 97 millions de dollars US en 2018, comptabilisée dans les produits, puisque la résiliation nous dégageait de toute obligation de fournir d'autres services. Devant la tournure des événements et la persistance des conditions défavorables qui ont freiné l'utilisation du gazoduc, nous avons déterminé que la valeur comptable résiduelle de l'actif n'était plus recouvrable et constaté une charge de dépréciation hors trésorerie de 537 millions de dollars US dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Comme Bison est un actif de TC Pipelines, LP, dans laquelle nous détenons une participation de 25,5 %, la charge de dépréciation a eu une incidence de 140 millions de dollars, après les impôts et les participations sans contrôle, sur notre bénéfice net, mais elle a été exclue du résultat comparable. Nous continuons à explorer d'autres possibilités de transport relativement au gazoduc de Bison. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information.

Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, Tuscarora a mis la dernière main à son approche réglementaire en réponse aux mesures de la FERC de 2018, qui a eu pour effet de réduire ses tarifs avec recours. Dans le cadre du test de dépréciation annuel relatif au gazoduc de Tuscarora, nous avons évalué les produits futurs attendus de celui-ci ainsi que la variation d'autres hypothèses reliées au contexte commercial dans lequel il exerce ses activités. Ce faisant, nous avons tenu compte de l'issue d'un règlement de principe conclu avec les clients en janvier 2019. Par suite de ces décisions, nous avons déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, et comptabilisé une charge de dépréciation de 59 millions de dollars US dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Le solde de l'écart d'acquisition lié à Tuscarora au 31 décembre 2018 se situait à 23 millions de dollars US (82 millions de dollars US en 2017). Comme Tuscarora est un actif de TC PipeLines, LP, dans laquelle nous détenons une participation de 25,5 %, la charge de dépréciation a eu une incidence de 15 millions de dollars, après les impôts et les participations sans contrôle, sur notre bénéfice net, mais elle a été exclue du résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Columbia Gas ¹	873	623	269
ANR	508	400	321
TC PipeLines, LP ^{2,3}	138	118	118
Midstream ¹	122	93	40
Columbia Gulf ¹	120	76	25
Great Lakes ^{3,4}	97	64	60
Autres gazoducs aux États-Unis ^{2,3,5}	68	80	71
Participations sans contrôle ⁶	415	359	365
BAIIA comparable	2 341	1 813	1 269
Amortissement	(511)	(453)	(322)
BAIL comparable	1 830	1 360	947
Incidence du change	541	410	310
BAIL comparable (en dollars CA)	2 371	1 770	1 257
Postes particuliers :			
Dépréciation des actifs de Bison ⁷	(722)	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora ⁷	(79)	—	—
Rachat des contrats liant Bison ⁷	130	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(10)	(63)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	1 700	1 760	1 190

- Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Les résultats représentent notre participation effective dans ces actifs à partir de cette date.
- Les résultats tiennent compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans GTN, Great Lakes, Iroquois, Northern Border, Bison, Portland, North Baja et Tuscarora, de même que des frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP. Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis une participation additionnelle dans Iroquois de 4,87 % le 31 mars 2016 et une autre, de 0,65 %, le 1^{er} mai 2016. TC Pipelines, LP a acquis une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois le 1^{er} juin 2017. Le 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu à TC PipeLines, LP une participation directe de 49,9 % dans Portland, et la participation résiduelle de 11,81 %, le 1^{er} juin 2017.
- TC PipeLines, LP émettait périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui avaient pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. L'utilisation de ce programme a été interrompue en mars 2018. Notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % au 31 décembre 2018, comparativement à 25,7 % et à 26,8 % aux 31 décembre 2017 et 2016, respectivement.
- Ces données représentent notre participation directe de 53,6 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

- 5 Ces données comprennent les résultats de notre participation directe dans Crossroads, et dans Iroquois et Portland jusqu'au 1^{er} juin 2017, notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à nos gazoducs aux États-Unis.
- 6 Ces données représentent les résultats attribuables aux tronçons de TC PipeLines, LP, de Portland (jusqu'au 1^{er} juin 2017) et de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») (jusqu'au 17 février 2017) qui ne nous appartiennent pas.
- 7 Ces montants ont été comptabilisés dans TC PipeLines, LP. Leur incidence avant les impôts s'établit pour nous à 25,5 %, déduction faite des participations sans contrôle.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 60 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et avait augmenté de 570 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Le bénéfice sectoriel de 2018 comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars se rapportant à Tuscarora;
- des paiements de 130 millions de dollars au titre de la résiliation de deux contrats de transport conclus par Bison, qui ont été constatés dans les produits.

Les postes particuliers indiqués ci-dessus sont présentés avant les impôts et avant la réduction pour tenir compte de la participation sans contrôle de 74,5 % dans TC PipeLines, LP.

Le bénéfice sectoriel de 2017 comprenait des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprenait également une perte de 4 millions de dollars avant les impôts liée à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu en mars 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable et du résultat comparable.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités, les volumes et les produits liés au transport par pipeline et au stockage de gaz sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2018 est supérieur de 528 millions de dollars US à celui de 2017. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- l'augmentation des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service, les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes, l'amélioration des prix des produits de base et l'augmentation des volumes de débit inscrits par Midstream;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés à la fin de 2017, en partie contrebalancée par une réduction de certains tarifs de Columbia Gas par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- le remboursement de 10 millions de dollars US versé par GTN à ses clients assujettis à des tarifs avec recours conformément au règlement de 2018 de GTN. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour en savoir plus à ce sujet.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2017 est supérieur de 544 millions de dollars US à celui de 2016. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- l'apport sur un exercice complet des actifs de Columbia acquis en 2016;
- l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire, entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 58 millions de dollars US en 2018 comparativement à 2017, principalement en raison des nouveaux projets mis en service, et il avait augmenté de 131 millions de dollars US en 2017 comparativement à 2016, principalement en raison de l'acquisition de Columbia et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs aux États-Unis varie en fonction de la capacité visée par des contrats et des tarifs demandés aux clients. Notre capacité de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions générales ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, qui peuvent être touchés par l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation.

Nos gazoducs aux États-Unis font pour la plupart l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme.

Le bénéfice des gazoducs aux États-Unis devrait être plus élevé en 2019 qu'en 2018 grâce, entre autres, à l'accroissement des produits après l'achèvement en 2018 et en 2019 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas et de Columbia Gulf. Ces projets procureront à nos clients un meilleur accès à de nouvelles sources d'approvisionnement tout en élargissant leur accès au marché. De plus, nous poursuivons nos expansions à l'échelle de notre empreinte géographique, qui devraient permettre le transport d'une plus grande part de la production de gaz naturel des régions isolées de Marcellus et d'Utica vers des zones de demande.

Nous continuons de chercher des occasions de miser sur ces développements et sur la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel lorsque nous examinons les modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin de continuer d'optimiser les positions de nos gazoducs pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements.

ANR est bien positionnée pour continuer de profiter de ses contrats à long terme visant les volumes provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus, d'une riche gamme de services de stockage et de transport offerts aux clients du Midwest américain et de ses raccordements à la zone de production de la côte du golfe du Mexique et aux marchés des utilisateurs finals, notamment les exportateurs de GNL. Nous prévoyons que le résultat d'ANR en 2019 sera comparable à celui de 2018.

Nous ne prévoyons pas que les mesures de la FERC de 2018 auront une incidence significative sur les bénéfices et les flux de trésorerie que nous tirons des gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf. En effet, une part considérable de l'ensemble des produits d'exploitation de ces gazoducs sont dégagés en fonction de tarifs sans recours. Comme notre participation dans TC Pipelines, LP se chiffre à 25,5 %, l'effet limité des mesures de la FERC de 2018 sur notre investissement dans cette entreprise ne devrait pas être considérable sur nos bénéfices ou nos flux de trésorerie consolidés. Pour obtenir d'autres renseignements sur l'incidence des mesures de la FERC de 2018 et les documents déposés en réponse à la règle définitive, se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 ».

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 4,4 milliards de dollars US en 2018 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons consacrer encore une somme d'environ 1,5 milliard de dollars US en 2019 essentiellement aux coûts d'achèvement des projets d'expansion de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux dépenses d'investissement de maintien d'ANR et de Columbia Gas, qui sont généralement recouvrables par le biais des droits futurs, et au programme de modernisation de Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant de la consommation de mazout et de diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières. Au Mexique, l'aménagement de grosses infrastructures gazières se fait essentiellement au moyen d'un processus d'appel à la concurrence aux termes duquel les exploitants de gazoducs proposent un flux de rentrées et sorties sur la durée du contrat de 25 ans en fonction de leur estimation des coûts de construction et d'exploitation courants. Les produits tirés de ces contrats de 25 ans, principalement libellés en dollars américains, sont appuyés par la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique. En tant qu'exploitant du gazoduc, nous sommes exposés à un risque en ce qui a trait aux coûts de construction et d'exploitation courants et assujettis à des pénalités, sauf en cas de force majeure.

Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc. Tous les contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des gazoducs au Mexique sont des contrats à taux fixes négociés à long terme prévoyant le recouvrement des coûts afférents à la prestation de services, un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

FAITS MARQUANTS

Topolobampo

En juin 2018, le gazoduc de Topolobampo a été mis en service. Ce gazoduc d'une longueur de 560 km (348 milles) a une capacité de 720 TJ/j (670 Mpi³/j) et reçoit du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'achemine vers des points de livraison se trouvant le long de son tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. Conformément aux dispositions du contrat de transport ayant trait aux événements de force majeure, nous avons commencé à percevoir et à enregistrer des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

Sur de Texas

La construction de l'infrastructure extracôtière a été achevée en mai 2018 et le projet avance toujours en vue de sa mise en service prévue au début du deuxième trimestre de 2019. Une convention modifiée conclue avec la CFE reconnaît les événements de force majeure, et les versements de frais fixes de capacité ont commencé le 31 octobre 2018.

Tula et Villa de Reyes

La CFE a approuvé la reconnaissance des événements de force majeure pour ces deux gazoducs, y compris la continuation des paiements de frais fixes de capacité qui nous sont versés depuis le premier trimestre de 2018. La construction du projet Villa de Reyes est en cours et la mise en service du projet est prévue au deuxième semestre de 2019. 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. L'achèvement du projet est maintenant prévu à la fin de 2020. Nous avons négocié avec la CFE des contrats distincts en vue de la mise en service de certains tronçons des gazoducs Tula et Villa de Reyes dès que du gaz sera prêt à être transporté.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Topolobampo	172	157	81
Tamazunchale	127	112	105
Mazatlán	78	65	5
Guadalajara	71	68	67
Sur de Texas ¹	16	8	—
Autres	4	(11)	(8)
BAIIA comparable	468	399	250
Amortissement	(75)	(72)	(35)
BAII comparable	393	327	215
Incidence du change	117	99	72
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	510	426	287

¹ Représente notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 60 % dans la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 84 millions de dollars en 2018 comparativement à 2017 et de 139 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique est supérieur de 69 millions de dollars US en 2018 à celui de 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'accroissement des produits d'exploitation faisant suite aux changements apportés au moment de leur constatation;
- les résultats supplémentaires attribuables à une hausse des tarifs accordés par la CRE;
- la dépréciation de 12 millions de dollars de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas en 2017, indiquée au poste Autres du tableau ci-dessus;
- la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada; les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a été supérieur de 149 millions de dollars US en 2017 à celui de 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les résultats supplémentaires dégagés par Topolobampo depuis juillet 2016 et par Mazatlán depuis décembre 2016;
- la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Amortissement

L'amortissement de l'exercice 2018 a été semblable à celui de 2017. Il avait augmenté de 37 millions de dollars US en 2017 par rapport à 2016, ce qui s'expliquait principalement par le début de l'amortissement de Topolobampo et de Mazatlán.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs au Mexique reflète les contrats à long terme procurant des produits stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services et incluent la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation effective de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas.

Étant donné la nature à long terme des contrats sous-jacents à nos activités, les résultats restent sensiblement les mêmes d'un exercice à l'autre. Les résultats de 2019 devraient être supérieurs à ceux de 2018, en raison surtout de l'apport supplémentaire tiré du gazoduc Sur de Texas, dont la mise en service devrait avoir lieu au début du deuxième trimestre de 2019.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré des dépenses totalisant 0,6 milliard de dollars US en 2018 à nos gazoducs au Mexique et prévoyons d'investir environ 0,3 milliard de dollars US en 2019, somme qui sera consacrée principalement à l'achèvement des gazoducs Sur de Texas et Villa de Reyes.

GAZODUCS – RISQUES D’ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 92 pour un complément d’information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d’autres risques d’exploitation et financiers.

Volumes de production des bassins d’approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d’approvisionnement de nos gazoducs en aval du réseau de NGTL. Le réseau de Columbia et ses raccordements dépendent en grande partie de l’approvisionnement venant des Appalaches. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production de gaz naturel et d’examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Les gazoducs se livrent cependant concurrence pour se raccorder aux grands bassins gaziers. Une diminution globale de la production ou l’intensification de la concurrence dans la demande d’approvisionnement pourrait réduire le débit de nos gazoducs reliés et, en conséquence, avoir une incidence négative sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC et les Appalaches constituent deux des bassins les plus productifs d’Amérique du Nord et renferment des réserves de gaz naturel considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs en aval, la demande à l’intérieur du bassin et la valeur globale des réserves, y compris des liquides.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d’autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. La mise en valeur de nouvelles zones d’approvisionnement situées plus près des marchés traditionnels pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. Les nouveaux marchés liés aux installations d’exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l’intensification de l’utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l’évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l’évolution de l’écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir des services de transport de rechange à des prix que le marché juge acceptables.

Concurrence dans les installations nouvelles

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d’autres sociétés pipelinrières qui cherchent à investir dans de nouveaux projets d’expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d’investissement ou dont le rendement financier global est moins attrayant.

Demande de capacité pipelinrière

En définitive, la demande de capacité pipelinrière est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Elle est fonction de la concurrence entre les sources d’approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l’activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage et du prix des combustibles de remplacement. Le renouvellement des contrats à l’échéance et la possibilité d’exiger et de percevoir des droits compatibles avec les exigences du marché sont liés à la demande globale de services de transport. Toute diminution de la demande à cet égard pourrait influencer à la négative sur nos produits.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l’offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d’accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures de transport du gaz naturel par gazoducs. En outre, la persistance des prix peu élevés pour le gaz naturel pourrait avoir une incidence sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation et d’autres instances gouvernementales, notamment des changements apportés à la réglementation, peuvent avoir une incidence sur l’approbation, le calendrier, la construction, l’exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer défavorablement sur les coûts de construction, les dates de mise en service, les produits prévus et les occasions de continuer d’investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d’autoriser, dans l’immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d’une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

Le processus d’approbation réglementaire des grands projets d’infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être ralenti ou aboutir à une décision défavorable en raison d’actions menées par des groupes d’activistes et de leur influence sur l’opinion publique et sur les politiques gouvernementales relatives à l’expansion de l’infrastructure pipelinière.

Des examens plus minutieux des méthodes d’exploitation par les organismes de réglementation et d’autres organismes d’application de la loi peuvent faire augmenter les coûts d’exploitation ou exiger des dépenses d’investissement additionnelles. Or, l’impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts peut nuire au bénéfice.

Nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs. De plus, l’établissement des droits, la planification des installations et la préparation des demandes tarifaires et des règlements négociés ne se font pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Construction et exploitation

La construction et l’exploitation de nos pipelines permettant d’assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. Toute interruption des activités pipelinières ayant une incidence sur la capacité d’expédition risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à la réputation de l’entreprise ainsi qu’à la confiance des clients et du public à l’égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, nous menons nos activités d’exploitation avec prudence, nous surveillons nos réseaux de gazoducs 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, nous exécutons des programmes d’entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l’équipement d’inspection pour nous assurer régulièrement de l’intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s’il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d’assurer leur exactitude et effectuons de façon continue l’entretien de l’équipement de compression pour en assurer la sécurité et la fiabilité d’exploitation.

Pipelines de liquides

L'infrastructure actuelle de nos pipelines de liquides achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et le long de la côte américaine du golfe du Mexique; elle transporte aussi du pétrole brut américain entre le principal carrefour pétrolier, soit celui de Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique.

Coup d'œil sur la stratégie



- Nous nous concentrons sur l'acquisition d'un approvisionnement croissant de liquides nord-américains et sa livraison aux principaux marchés en agrandissant notre infrastructure de transport de pétrole brut par pipelines afin d'établir un réseau d'acheminement direct et ininterrompu depuis les régions productrices jusqu'au marché.
 - Nous maximisons la valeur de nos actifs d'exploitation existants et nous veillons à leur croissance interne.
 - Nous positionnons nos activités d'expansion des affaires pour repérer et saisir des occasions intéressantes de croissance interne et d'acquisitions.
 - Nous élargissons l'offre de services de transport à d'autres secteurs de la chaîne de valeur des liquides, notamment les services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.
-

Points saillants des résultats

- Lancement de la construction du pipeline White Spruce.
- Obtention d'engagements de la part d'expéditeurs à l'égard de la totalité de la capacité du projet Keystone XL.
- Achèvement de la construction d'installations de stockage de pétrole brut supplémentaires d'une capacité de un million de barils au terminal de Cushing, en Oklahoma.

TransCanada Pipelines de liquides

Au 31 décembre 2018

- Pipelines de liquides ———
- En cours d'aménagement/
 En construction
- Terminal de réservoirs de liquides 
- Bassin de production 



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation
Pipelines de liquides				
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 324 km (2 687 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
2	Marketlink		Transport de pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusque sur la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
3	Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
4	Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills Fort McMurray, en Alberta jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray.	100 %
En cours de construction				
5	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut depuis les installations Horizon appartenant à Canadian Natural Resources Limited, dans le nord-est de l'Alberta, jusqu'au pipeline Grand Rapids.	100 %
En cours d'aménagement				
6	Keystone XL	1 947 km (1 210 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, pour accroître la capacité du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
7	Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal pétrolier situé à Hardisty, en Alberta.	100 %
8	Bakken Marketlink		Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, ainsi qu'à la côte américaine du golfe du Mexique par l'entremise d'installations faisant partie du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
9	Heartland	200 km (125 milles)	Terminaux et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
10	Terminaux de TC			
11	Grand Rapids, Phase II	460 km (286 milles)	Expansion de Grand Rapids, qui transportera du pétrole brut supplémentaire depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton/Heartland, dans la même province.	50 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et d'autres produits. Nous transportons efficacement du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers, ainsi que des diluants et divers produits de diesel dans le nord de l'Alberta; nous offrons de plus des services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides à des terminaux situés à des endroits clés afin de maximiser la valeur de nos actifs pipeliniers.

Nous vendons une capacité de transport par pipelines aux expéditeurs, capacité qui est généralement visée par des contrats à long terme assortis de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles ou du prix des produits de base, ce qui nous permet de dégager des revenus stables sur la durée des contrats. Les modalités de service et les mensualités fixes sont définies dans les contrats négociés avec les expéditeurs; ces contrats prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction, l'exploitation et l'entretien du réseau. La capacité pipelinrière non visée par des contrats est offerte sur le marché afin de favoriser la conclusion de nouveaux contrats établis mensuellement au comptant, ce qui représente des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage à terme de liquides aux terminaux en contrepartie de paiements de frais fixes, qui ne sont pas fonction des volumes de stockage réels ou du prix des produits de base stockés.

Le réseau d'oléoducs Keystone, constituant notre principal actif pipelinier, transporte environ 20 % des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique et assure une part importante de la capacité de transport totale actuelle de pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Les pipelines Grand Rapids et Northern Courier, deux oléoducs de transport de liquides en Alberta, procurent aux producteurs des services de transport de pétrole brut, de diluants et de diesel dans le nord de l'Alberta.

Notre secteur des pipelines de liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et la gestion du pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. TransCanada Liquids Marketing détient des droits contractuels sur les pipelines de TransCanada et s'affaira à conclure des contrats visant la capacité selon les besoins de tiers détenant eux-mêmes des pipelines et des réservoirs aux terminaux.

Contexte commercial

La demande mondiale de pétrole brut continue de croître malgré la transition progressive vers une utilisation plus efficace des combustibles et les technologies énergétiques plus propres. Cette croissance s'explique essentiellement par la demande grandissante de l'Asie et par l'augmentation de la population mondiale, dont on prévoit qu'elle augmentera de plus de 11 % d'ici 2030. La demande mondiale de pétrole brut devrait passer de 82 millions de b/j en 2017 à 91 millions de b/j en 2030, sous l'effet principalement des secteurs du transport et de l'industrie. Il faudra une capacité de production de pétrole brute supplémentaire considérable pour répondre à cette augmentation prévue d'environ 9,0 millions de b/j de la demande, sans compter que la production doit aussi remplacer les taux de déclin annuel mondiaux, qui se chiffrent à quelque 27 millions de b/j de pétrole brut d'ici 2030.

Pour faire face à la demande combinée supplémentaire de 36 millions de b/j d'ici 2030, il faudra que les prix du brut soient suffisamment solides pour appuyer les investissements constants. L'offre mondiale de pétrole brut appelée à répondre à cette demande vient en grande partie de pays où les réserves de brut sont abondantes, à savoir, principalement, ceux d'Amérique du Nord et du Moyen-Orient. Les prix du brut se sont raffermis depuis la surabondance de l'offre mondiale qui s'observait en 2014, car les efforts de gestion de l'offre déployés essentiellement par l'OPEP et la croissance mondiale de la demande se sont conjugués pour stabiliser les prix et soutenir suffisamment les investissements dans les infrastructures.

Perspective de l'offre et de la demande

Canada

Avec quelque 164 milliards de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta en 2017, le Canada se classe au troisième rang pour ce qui est de l'ampleur de ses réserves de pétrole brut. La production totale de pétrole brut du BSOC en 2018 s'est chiffrée à environ 4,5 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre 5,7 millions de b/j d'ici 2030, pourvu que soient résolues les contraintes limitant actuellement la capacité de transport pipelinier hors de l'Alberta. La production tirée des sables bitumineux constitue la majeure partie de l'offre de brut de l'Ouest canadien, puisqu'elle représente environ 3,3 millions de b/j; c'est une source d'approvisionnement favorable en raison de sa stabilité et de la durée de vie étendue des réserves.

La proximité du Canada avec les États-Unis, le plus grand consommateur de pétrole brut du monde (18 millions de b/j), et la production considérable de brut lourd au Canada revêtent une importance stratégique pour le secteur américain du raffinage. Les marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique dépendent largement des importations de brut lourd, qui se chiffrent à environ 5,0 millions de b/j. À l'heure actuelle, le Canada est le plus grand exportateur de pétrole brut aux États-Unis (environ 3,4 millions de b/j). La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et devrait le rester dans un avenir prévisible. Alors que le Canada, le Venezuela et le Mexique sont les principaux fournisseurs de brut lourd aux États-Unis, la production diminue au Venezuela et au Mexique.

Ensemble, les raffineurs du Midwest américain possèdent une capacité de raffinage d'environ 3,8 millions de b/j et requièrent environ 1,8 million de b/j de pétrole brut lourd pour alimenter leurs raffineries. La côte américaine du golfe du Mexique représente le centre de raffinage régional le plus gros du monde; sa capacité totalise 9,7 millions de b/j, soit plus de la moitié de la capacité de raffinage totale des États-Unis. Elle a importé 3,1 millions de b/j de pétrole brut en 2018 pour répondre à la demande, dont 2,1 millions de b/j de brut lourd. Nombre de raffineurs du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique traitent une grande variété de types de brut, notamment des volumes considérables de brut lourd. Cette souplesse, l'accès à un approvisionnement abondant de gaz naturel à faible coût, la proximité de l'offre de pétrole brut léger et lourd et l'accès facile aux marchés sont autant de facteurs qui ont permis aux raffineries de ces régions d'être les plus rentables du monde.

États-Unis

Les États-Unis sont devenus l'un des plus gros producteurs de pétrole brut du monde : la production américaine a dépassé 11 millions de b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui s'explique par l'importante croissance de la production de pétrole léger de réservoirs étanches. La plus grande partie de la production de pétrole brut américain sur le continent provient des zones de production suivantes : Williston, Eagle Ford, Niobrara et le bassin permien. Le bassin permien est la région la plus importante, puisqu'elle compte pour environ 40 % de la production totale de brut aux États-Unis et est appelée à augmenter de 3,0 millions de b/j d'ici 2030.

Étant donné que la capacité de traitement de pétrole léger actuelle est entièrement utilisée aux États-Unis, le pays exporte la plus grande partie de son pétrole brut léger, ce qui représente actuellement plus de 2,0 millions de b/j. D'ici 2030, les États-Unis devraient exporter quelque 3,0 millions de b/j de pétrole brut.

Priorités stratégiques

Sur le plan stratégique, nous visons essentiellement à fournir des solutions de transport pour relier les régions d'Amérique du Nord où la production est croissante aux principaux carrefours et centres de la demande. Nos réseaux d'oléoducs de l'Alberta et de Keystone formeront une suite ininterrompue de pipelines allant de l'Alberta jusqu'au Midwest américain et à la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui positionne stratégiquement TransCanada pour offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole lourd albertain et de pétrole léger américain de réservoirs étanches.

Nous restons déterminés :

- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles;
- à protéger et à optimiser la valeur de nos actifs actuels;
- à élargir nos services de transport et à les offrir dans des territoires adjacents à ceux où nous sommes déjà présents;
- à saisir et à exploiter les nouvelles occasions d'expansion.

Nous continuons de collaborer avec nos clients de longue date et nos nouveaux clients, à qui nous offrons des services de transport pipelinier et des services aux terminaux. L'emplacement et l'envergure de nos actifs, en se combinant, nous aident à attirer de nouveaux volumes et à prendre de l'expansion.

En 2019, nous nous consacrerons notamment à l'avancement de la construction de Keystone XL, qui fera plus que doubler la capacité du réseau d'oléoducs Keystone et améliorera l'accès à une capacité de raffinage de plus de 4,3 millions de b/j à Houston et à Port Arthur, au Texas. L'élargissement de notre capacité pipelinrière pour englober ces importants marchés devrait augmenter les volumes transportés sur de courtes et de longues distances.

En Alberta, nous continuons de développer et de faire croître notre entreprise provinciale de pipelines de liquides. Le pipeline White Spruce, lorsqu'il sera achevé, acheminera vers Grand Rapids le pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited et étendra notre empreinte dans la région. Lorsque des garanties commerciales supplémentaires seront obtenues, les projets de pipeline Heartland, du terminal de Heartland et du terminal Hardisty, qui ont tous obtenu l'approbation des organismes de réglementation, permettront aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue entre la zone de production de Fort McMurray et le marché.

Devant la croissance accélérée de la production de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et le fait que la demande de pétrole léger est entièrement satisfaite en Amérique du Nord, nous évaluerons les possibilités d'expansion de nos services de transport et d'élargissement de notre plateforme de pipelines pour y inclure des terminaux possédant des capacités de stockage et d'exportation maritime. Nous veillerons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et à aménager des projets pour atteindre les régions où la croissance émerge, comme celles de Williston, de Niobrara et du bassin permien.

Nous sommes d'avis que notre secteur des pipelines de liquides est bien positionné pour résister à l'impact des fluctuations à court terme des prix des produits de base et réagir aux mouvements de l'offre et de la demande. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont visés par des contrats à long terme aux termes desquels nous avons convenu de fournir la capacité pipelinière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes, qui ne varient pas en fonction du débit de production ou des prix des produits de base. La nature cyclique des prix des produits de base peut cependant jouer sur le rythme de l'expansion des activités de nos clients expéditeurs. Cela peut influencer sur la croissance du nombre de projets en cours dans notre secteur, la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières.

Nous surveillons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

En 2018, nous avons clôturé avec succès les invitations à soumissionner visant l'oléoduc Marketlink ayant servi à conclure des contrats supplémentaires à l'appui de celui-ci.

Nous poursuivons l'expansion de nos terminaux, qui font partie intégrante de nos activités, en nous affairant à l'achèvement d'installations de stockage supplémentaire de un million de barils à Cushing, en Oklahoma, en 2018.

Keystone XL

Nous avons obtenu du soutien commercial relativement à la totalité de la capacité du projet Keystone XL, et certains travaux préalables à la construction sont commencés.

En novembre 2017, la PSC du Nebraska a approuvé un tracé pour le projet Keystone XL à travers l'État. La Cour suprême du Nebraska a accepté d'entendre l'appel concernant l'approbation, par la PSC du Nebraska, du tracé du réseau, au sujet duquel les plaidoiries ont été entendues en novembre 2018. Nous nous attendons à ce que la Cour suprême du Nebraska, l'arbitre final, rende sa décision au premier trimestre de 2019.

Le permis présidentiel concernant Keystone XL (le « permis présidentiel »), délivré en 2017, a été contesté dans le cadre de deux poursuites distinctes intentées au Montana. Collectivement avec le Département de la justice des États-Unis, nous avons participé activement à ces poursuites pour défendre tant la délivrance du permis 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 (ensemble, les « défenseurs fédéraux ») préparent un énoncé supplémentaire de l'impact environnemental pour compléter l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental 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. La demande de sursis a été entendue le 14 janvier 2019, et nous attendons une décision. Nous avons l'intention de demander un sursis à l'égard de ces décisions auprès de la Cour d'appel du Neuvième District. Nous prévoyions de commencer la construction du projet Keystone XL en 2019, mais nos plans dépendront du calendrier et de l'issue de notre appel et de la procédure de sursis.

En septembre 2018, deux communautés autochtones des États-Unis ont intenté une poursuite au Montana pour contester le permis présidentiel. Nous avons obtenu le statut d'intervenant dans ces poursuites. Les dates ont été fixées pour les exposés, mais aucun autre développement n'a encore eu lieu.

La Public Utilities Commission (« 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, 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.

White Spruce

En février 2018, l'AER a délivré le permis de construction, au coût de 200 millions de dollars, du pipeline White Spruce qui transportera du pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited situées dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. Les travaux de construction ont commencé et la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2019.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Réseau d'oléoducs Keystone	1 443	1 283	1 155
Pipelines en Alberta	160	33	—
Commercialisation des liquides et autres	246	32	(3)
BAIIA comparable	1 849	1 348	1 152
Amortissement	(341)	(309)	(292)
BAII comparable	1 508	1 039	860
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	(1 256)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(34)	(52)
Activités de gestion des risques	71	—	(2)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 579	(251)	806
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	370	255	223
Dollars US	876	604	482
Incidence du change	262	180	155
BAII comparable	1 508	1 039	860

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 1 830 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017; il avait diminué de 1 057 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. La perte sectorielle de 2017 comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts relativement au pipeline Énergie Est et à des projets connexes;
- des coûts de 34 millions de dollars, avant les impôts (52 millions de dollars en 2016), liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, qui avaient été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet.

Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) comprend également des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides, déduction faite des postes particuliers susmentionnés, équivaut au BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été supérieur de 501 millions de dollars en 2018 à celui de 2017. La hausse est principalement attribuable à l'incidence des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport supplémentaire des nouveaux pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires du fait de la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL en 2018.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été supérieur de 196 millions de dollars en 2017 à celui de 2016. La hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport des nouveaux pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires, dont la progression du projet Keystone XL à l'égard duquel les coûts ont été passés en charges;

- l'affaiblissement du dollar américain, qui a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Amortissement

L'amortissement de 2018 a été supérieur de 32 millions de dollars à celui de 2017, principalement en raison de la mise en service de nouvelles installations. L'amortissement a augmenté de 17 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016 en raison de la mise en service de nouvelles installations, en partie contrebalancée par l'effet de l'affaiblissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2019 devrait être semblable au résultat de 2018, en raison principalement des importants contrats d'achat ferme et de la forte demande persistante à l'égard de la capacité de nos actifs. Nos activités de marketing des liquides nous permettront de maintenir l'utilisation de la capacité des actifs de TransCanada au même niveau, en 2019, qu'en 2018 et devraient donc dégager des résultats semblables en 2019.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées à l'égard de nos pipelines de liquides ont totalisé 0,6 milliard de dollars en 2018, et nous comptons y affecter environ 0,6 milliard de dollars en 2019, somme que nous consacrerons principalement à l'avancement de Keystone XL et à la construction du pipeline White Spruce. Une partie des dépenses de 2019 visant l'avancement de Keystone XL sont recouvrables, dans certaines circonstances, auprès des expéditeurs.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 92 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TransCanada est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation et financiers.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines de liquides permettant d'assurer des services de transport sécuritaires et fiables, de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible, sont essentiels au succès du secteur. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits tirés des paiements fixes et des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour vérifier régulièrement l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer s'il y a lieu.

Bien que la majeure partie des coûts de l'exploitation des pipelines de liquides soit imputée à nos expéditeurs, une partie de notre volume est transportée conformément à une structure tarifaire fixe globale qui nous expose aux fluctuations des coûts, lesquelles peuvent avoir une incidence défavorable sur notre résultat.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur l'approbation, la construction, l'exploitation et la performance commerciale et financière de nos pipelines de liquides. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole, en particulier au vu des préoccupations qui entourent les changements climatiques, peut également avoir une incidence sur le processus de réglementation. Parallèlement, des particuliers et des groupes de défense de l'intérêt public s'opposent à la construction de pipelines de liquides en exprimant leur désaccord face à la production de pipelines de liquides. Le fait de modifier les exigences en matière d'environnement ou de réviser le processus de réglementation actuel peut avoir une incidence défavorable sur le moment de l'obtention des permis pour nos pipelines de liquides ou la possibilité de les obtenir. Pour gérer ces risques, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation et d'affaires gouvernementales afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur de pipelines de liquides et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

Un recul de la demande de produits pétroliers raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. Un resserrement persistant des prix du pétrole brut pourrait par ailleurs inciter les producteurs de brut à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport de liquides et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les expéditeurs, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport des liquides, plus particulièrement pour relier les approvisionnements croissants de pétrole brut et de diluants entre les régions productrices et les marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut et de diluants jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépend ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Commercialisation des liquides

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et la gestion de pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. L'évolution des conditions de marché pourrait avoir une incidence négative sur la valeur de ces contrats de location de capacité sous-jacents. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également affecter la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Risques d'entreprise ».

Énergie

Dans le secteur de l'énergie, nous détenons des actifs de production d'électricité et des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés.

Les actifs de production d'électricité que nous détenons ou que nous aménageons représentent actuellement, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 6 600 MW. Ils sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona et sont alimentés au gaz naturel et à l'énergie nucléaire. La majorité de ces actifs sont visés par des contrats à long terme.

Nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta et détenons des contrats avec des tiers pour du stockage supplémentaire, représentant près du tiers de la capacité totale albertaine.

Coup d'œil sur la stratégie


- Nous souhaitons maximiser la valeur de notre portefeuille d'actifs de production d'énergie par l'entremise d'opérations sûres et optimales.
- Nous comptons concrétiser méthodiquement notre programme d'investissement.
- Nous voulons poursuivre la croissance de nos infrastructures de production d'électricité vendue en vertu de contrats en ciblant principalement nos principaux marchés, soit l'Alberta et l'Ontario.

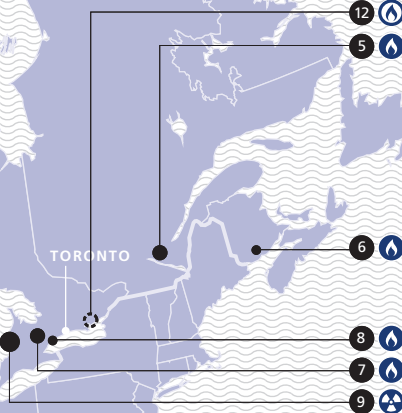
Points saillants des résultats

- Avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, la vérification par la SIERE de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 étant terminée; l'arrêt d'exploitation pour le RCP du réacteur 6 est prévu pour le début de 2020.
- Réalisation de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne.
- Conclusion d'une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge pour environ 465 millions de dollars US.
- Monétisation des contrats d'électricité au détail du nord-est des États-Unis dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.
- Quasi-achèvement de la construction de la centrale alimentée au gaz naturel située à Napanee, dont la mise en service devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2019.

TransCanada Énergie

Au 31 décembre 2018

-  Production d'électricité au moyen de gaz naturel
-  En construction
-  Production d'énergie nucléaire
-  Stockage de gaz naturel non réglementé



MW	0-500	500-1,000	1,000+
Existant	●	●	●
En construction	⊗	⊗	⊗

Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs énergétiques, à l'exception de Bruce Power et de Portlands Energy.

Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Installations de production énergétique Capacité de production de 6 615 MW (y compris les installations en cours de construction et l'actif destiné à la vente)				
Installations énergétiques de l'Ouest Capacité de production de 1 023 MW en Alberta et en Arizona (y compris l'actif destiné à la vente)				
1	Bear Creek	100 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
2	Carseland	95 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
3	Mackay River	207 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Redwater	46 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 498 MW (y compris les installations en cours de construction)				
5	Bécancour	550 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans, expirant en 2026 et conclue avec Hydro-Québec. La vapeur est vendue à un client industriel. La production d'électricité est suspendue depuis 2008. Nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant que la production est suspendue.	100 %
6	Grandview	90 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'achat ferme de 20 ans expirant en 2024. Le contrat vise la totalité de la chaleur et de l'électricité produites et a été conclu avec Irving Oil.	100 %
7	Halton Hills	683 gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Halton Hills, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2030 et conclu avec la SIERE.	100 %
8	Portlands Energy	275 ¹ gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Toronto, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2029 et conclu avec la SIERE.	50 %
Bruce Power Capacité de production de 3 094 MW				
9	Bruce Power	3 094 ¹ énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les huit réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³				
10	Crossfield	68 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
11	Edson	50 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En cours de construction				
12	Napanee	900 gaz naturel	Centrale à cycle combiné située dans le Grand Napanee, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec la SIERE, qui expire 20 ans après la mise en service de la centrale, qui est prévue pour le deuxième trimestre de 2019.	100 %
Actif destiné à la vente				
13	Centrale de Coolidge	575 gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple située à Coolidge, en Arizona. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans expirant en 2031 et conclue avec Salt River Project Agricultural Improvement and Power District.	100 %

¹ Notre quote-part de la capacité de production.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte deux groupes :

- les installations de production énergétique;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé).

Installations de production énergétique

Installations énergétiques de l'Ouest

Nous détenons une capacité de production d'électricité d'environ 1 000 MW par le truchement de quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta et de Coolidge, une centrale électrique de pointe alimentée au gaz naturel en Arizona. Bien que nous ayons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, les résultats de cette dernière resteront inclus dans le BAIIA comparable jusqu'à ce que la vente ait été menée à bien.

L'exécution disciplinée de la stratégie d'exploitation est essentielle à la maximisation des produits de nos centrales de cogénération dans l'Ouest canadien. L'exploitation optimale de la centrale de Coolidge est également essentielle au résultat tiré de celle-ci, les produits y étant fonction de la capacité disponible et du rendement.

Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité des installations de cogénération situées en Alberta qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser le résultat de ces actifs. Pour réduire le risque lié à l'électricité non liée à des contrats, nous vendons une partie de notre électricité sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables. Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. Ainsi, nous pouvons nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et nous avons l'occasion d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés.

Le gouvernement de l'Alberta s'est doté d'un processus d'approvisionnement en énergie renouvelable additionnelle pour les années à venir, comportant l'ajout, en 2021, d'un marché de la capacité au marché actuel albertain uniquement axé sur l'énergie. Nous continuons de suivre les discussions sur le marché de l'électricité en Alberta entre les acteurs du secteur et le gouvernement, et d'y participer, afin de déterminer l'incidence de ces changements sur nos installations de cogénération et les occasions de croissance éventuelle.

Installations énergétiques de l'Est

Nous détenons ou sommes en train de construire des installations dont la capacité de production s'élève à environ 2 500 MW dans l'est du Canada, exclusion faite de Bruce Power. Toute l'électricité produite par les actifs des installations énergétiques de l'Est est vendue aux termes de contrats à long terme.

Une discipline d'entretien et d'exploitation optimale des centrales est essentielle au résultat de nos actifs situés dans l'Est du Canada, où le résultat dépend de la capacité disponible et du rendement des centrales.

La SIERE a entrepris de réformer le marché de gros de l'électricité de l'Ontario afin d'en améliorer l'efficacité et d'instaurer un marché susceptible d'accroître la capacité, son objectif étant d'obtenir les premiers engagements en 2024. Le nouveau marché visant l'accroissement de la capacité devrait inciter les exploitants dont les installations de production arrivent en fin de contrat à rester sur le marché et à fournir une capacité de production supplémentaire de façon à respecter les besoins de suffisance de la province. Nous continuons de surveiller les développements de cette réforme du marché ontarien et de participer aux processus de mobilisation du secteur afin d'en cerner les répercussions sur nos actifs en Ontario et les éventuelles occasions de croissance.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 400 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. Nous détenons une participation de 48,3 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varient surtout en raison de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus. De plus, Bruce Power commercialise et négocie de l'électricité en Ontario et dans les territoires de compétence limitrophes; ces activités sont assujetties à de stricts contrôles.

Aux termes d'une entente à long terme conclue avec la SIERE, Bruce Power a entrepris une série d'investissements en vue de prolonger la durée de vie utile de ses installations jusqu'en 2064. Cette entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site. Selon les modalités de l'entente modifiée, qui a pris effet en janvier 2016, Bruce Power a commencé à investir dans des travaux

d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément aux programmes de remise à neuf à long terme. Les investissements dans le programme de gestion d'actifs doivent se traduire par un prolongement à court terme de la durée de vie utile des installations jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. Le programme de RCP comprend des travaux visant le remplacement de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs. Le programme de gestion d'actifs comprend pour sa part la remise à neuf ou le remplacement ponctuels des systèmes, structures ou composantes qui n'entrent pas dans le champ d'intervention du programme de RCP.

Le programme de RCP du réacteur 6 a été vérifié par la SIERE; la mise à l'arrêt devrait se faire au début de 2020, la fin des travaux étant prévue pour la fin de 2023. Les investissements dans le programme de RCP des cinq autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power reçoit pour l'ensemble de ses réacteurs un prix contractuel uniforme qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE demande une réduction de la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

Le prix contractuel peut être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de RCP. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficacités de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Pour la période allant de 2016 à 2018, la somme totale qui devra être versée à la SIERE se chiffre à environ 200 millions de dollars. Notre quote-part de 48,3 % se chiffre à environ 100 millions de dollars.

Stockage de gaz naturel

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi³ en Alberta. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de nos activités de transport et de stockage de gaz naturel réglementées. Nous détenons également un contrat de capacité de stockage supplémentaire en Alberta conclu avec un tiers.

Le secteur du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'ajouter de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel permettent également aux clients de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Notre secteur du stockage de gaz naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz naturel.

FAITS MARQUANTS

Installations de production énergétique

Cartier Énergie éolienne

En octobre 2018, nous avons réalisé la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture, qui a donné lieu à un gain de 170 millions de dollars (143 millions de dollars après les impôts).

Centrale de Coolidge

Le 14 décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC, pour la somme d'environ 465 millions de dollars US, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. Salt River Project Agriculture Improvement and Power District, la contrepartie à la CAE, a exercé en janvier 2019 son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers. La vente donnera lieu à un gain estimatif de 65 millions de dollars approximativement (50 millions de dollars après les impôts), qui sera comptabilisé à la clôture de la transaction de vente, qui devrait avoir lieu au milieu de 2019.

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

En septembre 2018, Bruce Power a soumis à la SIERE son estimation définitive du coût et de l'échéancier (base d'estimation) du programme de RCP du réacteur 6. La SIERE a vérifié la base d'estimation, et le programme de RCP du réacteur 6 devrait commencer au début de 2020, les travaux devant se terminer vers la fin de 2023.

Nos estimations du coût des projets inclus dans notre programme d'investissement afin de rendre compte de nos investissements prévus d'environ 2,2 milliards de dollars (en dollars non indexés) dans le programme de RCP du réacteur 6 et le programme de gestion d'actifs de Bruce Power jusqu'en 2023 ainsi que d'environ 6,0 milliards de dollars (en dollars de 2018) dans le programme de RCP des cinq autres réacteurs et le reste du programme de gestion d'actifs après 2023. Les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

Le prix contractuel actuel d'environ 68 \$ le MWh pour Bruce Power devrait augmenter pour se chiffrer à environ 75 \$ à compter du 1^{er} avril 2019, pour tenir compte du capital qui sera investi dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre en Ontario

Le gouvernement de l'Ontario a annulé le programme provincial de plafonnement et d'échange en date du 3 juillet 2018. La réglementation concernée, promulguée le 1^{er} juillet 2016, imposait pour l'ensemble de la province une limite aux émissions de gaz à effet de serre annuelles à compter du 1^{er} janvier 2017 et créait un marché pour administrer l'achat et l'échange des quotas d'émissions. L'annulation de cette réglementation n'a pas eu d'incidence importante sur notre secteur de l'énergie.

En juin 2018, le gouvernement du Canada a promulgué la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, qui impose aux centrales d'électricité alimentées au gaz naturel certaines redevances établies en fonction des émissions annuelles. Pour les installations dont les émissions annuelles sont supérieures à 50 000 tonnes d'équivalent CO₂, un système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019. Nos installations d'électricité ontariennes fonctionnant au gaz naturel seront assujetties à ce STFR. À l'heure actuelle, nous ne prévoyons pas que celui-ci aura une incidence importante sur le rendement financier de nos centrales d'électricité alimentées au gaz naturel en Ontario.

Napanee

La construction de notre centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW est pratiquement achevée, et les activités de mise en service se poursuivent dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'OEO, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons que notre investissement total dans la centrale de Napanee s'élèvera à environ 1,7 milliard de dollars, et son exploitation commerciale devrait commencer au deuxième trimestre de 2019.

Monétisation de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis

En mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est États-Unis qui se poursuit, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts).

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Installations énergétiques de l'Ouest et installations énergétiques de l'Est ^{1,2}	428	444	423
Bruce Power ²	311	434	293
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US) ³	—	100	394
Incidence du change sur les installations énergétiques aux États-Unis	—	30	128
Stockage de gaz naturel et autres	27	55	58
Expansion des affaires ⁴	(14)	(33)	(15)
BAIIA comparable	752	1 030	1 281
Amortissement	(119)	(151)	(302)
BAIL comparable	633	879	979
Postes particuliers :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	170	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	(5)	—	—
Gain net (perte nette) sur les ventes d'actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	484	(844)
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	—	127	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	(1 085)
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	(332)
Activités de gestion des risques	(19)	62	125
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	779	1 552	(1 157)

1 Ces données comprennent les pertes sur les CAE en Alberta jusqu'en mars 2016, quand les CAE ont été résiliées.

2 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations dans Portlands Energy et Bruce Power.

3 Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à bien la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis.

4 Ces données comprennent une charge de dépréciation de 21 millions de dollars liée à du matériel devenu obsolète en 2017.

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 773 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et avait augmenté de 2 709 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2018, un gain de 170 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- en 2018, une perte nette de 5 millions de dollars avant les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, compte tenu d'un gain comptabilisé au premier trimestre sur la vente de nos contrats de vente au détail. Ces résultats ont été exclus du résultat comparable du secteur de l'énergie en 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats devrait s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de 2020. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- en 2017, un gain net de 484 millions de dollars avant les impôts (perte de 844 millions de dollars en 2016) se rapportant à la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis, y compris un gain de 715 millions de dollars sur la vente de TC Hydro, une perte de 211 millions de dollars (829 millions de dollars en 2016) sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, ainsi que des coûts de cession de 20 millions de dollars avant les impôts (15 millions de dollars en 2016);
- en 2017, un gain de 127 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- une dépréciation de 1 085 millions de dollars avant les impôts de l'écart d'acquisition de Ravenswood en 2016. Par suite d'informations reçues au cours du processus de monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, nous avons déterminé que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable;

- une charge de 332 millions de dollars avant les impôts en 2016, compte tenu d'une charge de dépréciation de 211 millions de dollars sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta, d'une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership et d'une perte de 92 millions de dollars sur le transfert des crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, indiqués dans le tableau qui suit :

Activités de gestion des risques			
(en millions de dollars, avant les impôts)	2018	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(19)	62	125

En 2018, le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 278 millions de dollars à celui de 2017; cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis, imputable surtout à la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- la diminution du résultat de Bruce Power, imputable principalement à la baisse des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et aux résultats moins favorables des activités de passation de contrats. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel causée par les contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain du gaz naturel, qui ont limité notre capacité à accéder à nos installations de stockage, et par le resserrement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés qui en a découlé;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est par suite de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018, en partie compensée par la hausse des marges réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest sur des volumes d'électricité accrus.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie avait diminué de 251 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Cette baisse était imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis imputable principalement à la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et à la réduction progressive des contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis;
- l'augmentation du résultat de Bruce Power attribuable principalement à la hausse des volumes découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'augmentation du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est attribuable essentiellement à la résiliation des CAE en Alberta.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 32 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et de la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente au 30 juin 2018. En 2017, l'amortissement avait été inférieur de 151 millions de dollars à celui de 2016, car l'amortissement de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis avait cessé en novembre 2016 lorsque ces actifs ont été classés dans les actifs destinés à la vente après la résiliation des CAE en Alberta en mars 2016.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits ¹	1 526	1 626	1 491
Charges d'exploitation	(852)	(846)	(870)
Amortissement et autres	(363)	(346)	(328)
BAIIA comparable et BAII comparable²	311	434	293
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ³	87 %	90 %	83 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	280	221	415
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	92	49	76
Volumes des ventes (en GWh) ²	23 486	24 368	22 178
Prix de vente réalisés par MWh ⁴	67 \$	67 \$	68 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE.

2 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,3 % dans Bruce Power (48,4 % en 2017; 48,5 % en 2016). Les volumes des ventes incluent la production réputée.

3 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale était disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

4 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés liés aux activités de passation de contrats et les coûts transférables. Les prix excluent les gains et les pertes non réalisés liés aux activités de passation de contrats et les produits ne provenant pas de l'électricité.

La capacité disponible s'est chiffrée à 87 % en 2018, car des travaux d'entretien prévus ont été réalisés aux réacteurs 1, 4 et 8 et ont été entrepris au réacteur 3 au quatrième trimestre de 2018. Ces travaux devraient être terminés au premier trimestre de 2019.

La capacité disponible s'était chiffrée à 90 % en 2017, et des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés aux réacteurs 3, 5 et 6. Elle s'était chiffrée à 83 % en 2016, et des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés à six des huit réacteurs.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat comparable du secteur de l'énergie de 2019 devrait être supérieur à celui de 2018, essentiellement grâce à l'apport supérieur de Bruce Power et au résultat supplémentaire qui découlera de l'achèvement de la centrale électrique de Napanee, en Ontario. La hausse du résultat comparable sera en partie annulée par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne réalisée en 2018 et par la vente de notre centrale de Coolidge, prévue pour 2019. Les résultats de notre entreprise de stockage de gaz naturel devraient diminuer, en raison principalement des contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain du gaz naturel, qui limitent l'accès à nos installations de stockage.

Notre quote-part du résultat de Bruce Power pour 2019 devrait être supérieure, principalement grâce à une augmentation des prix contractuels qui reflétera les capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs, de même que sous l'effet d'ajustements au titre de l'inflation annuelle normale. Des travaux d'entretien prévus devraient avoir lieu aux réacteurs 2, 3 et 7 de Bruce au premier semestre de 2019 et au réacteur 5 au second semestre de 2019. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2019 devrait se situer dans le haut de la fourchette des 80 %, soit à un niveau comparable à celui de 2018.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré un total de 0,7 milliard de dollars à nos actifs du secteur de l'énergie en 2018, principalement pour poursuivre la construction de la centrale de Napanee, et nous prévoyons engager environ 0,1 milliard de dollars à ce titre en 2019.

En 2018, nous avons investi 0,5 milliard de dollars pour notre quote-part du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power et de divers projets d'investissement de maintenance, et nous prévoyons d'investir environ 0,5 milliard de dollars en 2019.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 92 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation et les risques financiers.

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

Notre portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada et notre centrale de Coolidge, en Arizona, font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont, par conséquent, pas exposés à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. À l'échéance de ces contrats à long terme, nous ne savons pas si nous serons en mesure de renouveler les contrats selon des modalités semblables, et il se pourrait que nos actifs soient exposés aux fluctuations des prix des produits de base.

À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production physique d'électricité de nos installations énergétiques de l'Ouest en Alberta et de leur consommation de carburant est exposée à la volatilité des prix des produits de base. Ce risque est atténué par les contrats à long terme et les activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix alors en vigueur sur le marché.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Construction et capacité disponible des centrales

La construction et l'exploitation de nos centrales de manière à offrir des services de façon sécuritaire et fiable de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible sont essentiels au succès continu de l'entreprise d'énergie. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien, une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes ainsi qu'une réduction des paiements de capacité et des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé au Canada et sur le marché réglementé en Arizona. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, étatiques et provinciaux applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché ou des caractéristiques du marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, des coûts relatifs aux émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui auraient des incidences négatives sur les prix de l'électricité. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conformité

Des règles de marché, des règlements et des normes d'exploitation régissent nos installations énergétiques et varient selon le territoire où celles-ci sont implantées. Nos activités de négociation et de commercialisation peuvent être soumises à une concurrence et à des règles de conduite équitables de même qu'à des règles particulières qui s'appliquent aux transactions physiques et financières effectuées sur les marchés déréglementés. De même, les activités de maintenance, la disponibilité des générateurs et la livraison de l'énergie et des produits connexes de nos centrales peuvent être assujetties à des normes opérationnelles et techniques particulières. Bien que nous déployions des efforts considérables pour nous conformer à toutes les exigences légales applicables, il se produit parfois des situations entraînant un risque lié à la conformité telles que des difficultés opérationnelles imprévues, un manque de clarté des règles à suivre et l'application ambiguë et imprévisible des exigences par les organismes de réglementation et les autorités de surveillance du marché. Le non-respect réputé de ces exigences pourrait entraîner l'obligation de prendre des mesures d'atténuation, l'imposition de peines pécuniaires, la limitation de nos activités d'exploitation, voire des poursuites.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou de la météo est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité. Les phénomènes météorologiques peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité et la production de nos centrales alimentées au gaz naturel.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces, qui proviennent de raccords de transmission régionaux ou encore des nouveaux approvisionnements sous forme de production distribuée. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité en Alberta et en Ontario ainsi qu'à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. Pour rester concurrentiels, nous devons aussi respecter le budget et le calendrier de nos principaux projets d'investissement.

Siège social

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
BAIIA et BAII comparables	(59)	(21)	18
Postes particuliers :			
Gain de change – prêt intersociétés ¹	5	63	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(81)	(116)
Coûts de restructuration	—	—	(22)
Perte sectorielle	(54)	(39)	(120)

¹ Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.

La perte sectorielle du siège social de 2018 a été supérieure de 15 millions de dollars à celle de 2017, laquelle avait été inférieure de 81 millions de dollars à celle de 2016.

En 2018 et en 2017, la perte sectorielle du siège social comprenait des gains de change de 5 millions de dollars et de 63 millions de dollars, respectivement, sur un prêt intersociétés libellé en pesos qui représente notre quote-part du financement du projet Sur de Texas. Il y a une perte de change correspondante incluse dans les intérêts créditeurs et autres au titre du prêt intersociétés qui contrebalance entièrement ce gain.

La perte sectorielle de 2017 et de 2016 comprenait des coûts d'intégration et d'acquisition de 81 millions de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, liés à l'acquisition de Columbia. Celle de 2016 comprenait aussi des coûts de restructuration de 22 millions de dollars. Ces sommes ont été exclues du calcul du BAIIA et du BAII comparables.

Le BAIIA comparable de 2018 a été inférieur de 38 millions de dollars à celui de 2017, lequel avait été inférieur de 39 millions de dollars à celui de 2016, principalement à cause de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration.

Restructuration et transformation de l'entreprise

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités existantes. En raison de cette initiative, nous avons engagé des coûts de restructuration et comptabilisé une provision pour les indemnités de cessation d'emploi prévues pour les exercices à venir, de même que pour les pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location.

Au total, au 31 décembre 2018, nous avons engagé relativement à cette transformation des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 60 millions de dollars pour les obligations locatives, déduction faite de coûts de 157 millions de dollars recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Nous avons comptabilisé des provisions supplémentaires en 2018 pour refléter l'évolution des pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location. Le solde de la provision pour obligations locatives au 31 décembre 2018 devrait être entièrement réalisé d'ici 2027.

L'évolution du passif lié à la restructuration s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Indemnités de cessation d'emploi	Contrats de location	Total
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99
Coûts de restructuration ¹	—	6	6
Charge de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(27)	(17)	(44)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2017	9	53	62
Coûts de restructuration ¹	—	42	42
Charge de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(9)	(15)	(24)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2018	—	81	81

1 Au 31 décembre 2018, nous avons ainsi comptabilisé une somme supplémentaire de 21 millions de dollars au poste Coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats, et une somme de 21 millions de dollars au poste Actifs réglementaires au bilan consolidé relativement à des coûts qui devraient être recouverts par le truchement des structures réglementaires et tarifaires lors de périodes futures (3 millions de dollars et 3 millions de dollars, respectivement, en 2017).

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang			
Libellés en dollars CA	(549)	(494)	(452)
Libellés en dollars US	(1 325)	(1 269)	(1 127)
Incidence du change	(394)	(379)	(366)
	(2 268)	(2 142)	(1 945)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(121)	(99)	(114)
Intérêts capitalisés	124	173	176
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 265)	(2 068)	(1 883)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	(115)
Activités de gestion des risques	—	(1)	—
Intérêts débiteurs	(2 265)	(2 069)	(1 998)

Les intérêts débiteurs en 2018 ont augmenté de 196 millions de dollars par rapport à 2017, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2018 et en 2017, déduction faite des titres et des billets échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- de la diminution des intérêts capitalisés, principalement par suite de l'achèvement de Grand Rapids et de Northern Courier au deuxième semestre de 2017, en partie contrebalancée par la construction en cours de Napanee et la reprise de la capitalisation des coûts de Keystone XL en 2018;
- des emprunts à court terme eux-mêmes plus élevés;
- du remboursement final des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017, qui s'est traduit par une baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement de la dette.

Les intérêts débiteurs en 2017 avaient augmenté de 71 millions de dollars par rapport à 2016, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2017 et en 2016, déduction faite des titres et des billets échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- de la dette reprise lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016;
- de la diminution de la charge d'amortissement des frais d'émission de titres d'emprunt liés aux facilités de crédit-relais contractées pour l'acquisition de Columbia remboursées en entier en juin 2017;
- de la hausse de l'écart de conversion sur les intérêts débiteurs liés au montant plus élevé des emprunts libellés en dollars américains;
- du poste particulier de 115 millions de dollars en 2016 inclus dans les paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia et d'une tranche de 6 millions de dollars d'autres coûts liés à l'acquisition.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	103	174	181
Libellée en dollars US	326	259	181
Incidence du change	97	74	57
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2018 a été supérieure de 19 millions de dollars à celle de 2017, principalement en raison de l'investissement continu consacré aux projets mexicains ainsi que des investissements supplémentaires et des tarifs plus élevés à l'égard des projets de croissance de Columbia Gas, facteurs en partie contrebalancés par notre décision, au deuxième semestre de 2017, de renoncer au pipeline Énergie Est et la baisse des dépenses d'investissement consacrées au réseau principal au Canada.

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2017 a été supérieure de 88 millions de dollars à celle de 2016, principalement en raison de l'investissement continu et des tarifs plus élevés à l'égard des projets acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia en 2016, de même que de la poursuite des investissements consacrés aux projets mexicains et au réseau de NGTL, facteurs en partie contrebalancés par la mise en service de Topolobampo, l'achèvement de la construction de Mazatlán et notre décision de renoncer au pipeline Énergie Est.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable			
Postes particuliers :	177	159	71
Perte de change – prêt intersociétés	(5)	(63)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	6
Activités de gestion des risques	(248)	88	26
Intérêts créditeurs et autres	(76)	184	103

En 2018, les intérêts créditeurs et autres ont été inférieurs de 260 millions de dollars à ceux de 2017, un effet net des éléments suivants :

- des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques en 2018, alors qu'en 2017 ces activités avaient dégagé des gains non réalisés, notamment sous l'effet du raffermissement du dollar américain à la fin de 2018. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- les intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change moindre sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Les intérêts débiteurs et le gain de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement, et n'ont aucun effet sur le bénéfice net. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les pertes réalisées en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2017 des gains réalisés avaient été inscrits à ce chapitre;
- le recouvrement moins élevé, en 2018, au titre des frais financiers sur les coûts engagés à l'égard du projet Coastal GasLink;
- la comptabilisation d'une somme de 10 millions de dollars à l'abandon du projet de TGPR en 2017.

En 2017, les intérêts créditeurs et autres avaient été supérieurs de 81 millions de dollars à ceux de 2016, un effet net :

- de l'accroissement des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2017. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable;
- du recouvrement de 32 millions de dollars au titre des frais financiers sur les coûts engagés à l'égard du projet Coastal GasLink et de sommes comptabilisées à l'abandon du projet de TGPR en 2017;
- de l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- des gains réalisés moins élevés en 2017 qu'en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains;
- des intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change de 63 millions de dollars comptabilisée en 2017 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Les intérêts débiteurs et le gain de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement, et n'ont aucun effet sur le bénéfice net. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(693)	(839)	(841)
Postes particuliers :			
Radiation du passif réglementaire des sociétés en commandite cotée en bourse	115	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	52	804	—
Dépréciation des actifs de Bison	44	—	—
Vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	27	(177)	(29)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	5	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	1	—	—
Gain sur la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(27)	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	(8)	—	—
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	302	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	22	10
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	—	9	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	7	28
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	6	10
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	429
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	88
Coûts de restructuration	—	—	6
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	1
Activités de gestion des risques	52	(45)	(54)
(Charge) recouvrement d'impôts	(432)	89	(352)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2018 est inférieure de 146 millions de dollars à celle de 2017, principalement en raison de la diminution des taux d'imposition faisant suite à la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada, facteurs en partie contrebalancés par les impôts sur le bénéfice sur un résultat avant les impôts plus élevé.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2017 est restée équivalente à celle de 2016; elle reflète l'incidence nette de la hausse du résultat comparable ainsi que des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et de celles des impôts transférés relativement aux activités réglementées.

Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(315)	(238)	(257)
Postes particuliers :			
Dépréciation de Bison	538	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	59	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	(97)	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	5
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	185	(238)	(252)

Le résultat net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 423 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et s'est soldé par une perte nette sous l'incidence nette des éléments suivants :

- une charge de 538 millions de dollars liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle de la charge de dépréciation de 722 millions de dollars des actifs de Bison comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- une charge de 59 millions de dollars liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle de la charge de dépréciation de 79 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Tuscarora comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- le bénéfice de 97 millions de dollars lié à la portion attribuable aux participations sans contrôle des paiements de résiliation des contrats liant Bison, de 130 millions de dollars, reçus de certains clients et comptabilisés par TC PipeLines, LP.

Lors de la consolidation, nous avons inscrit la quote-part de 74,5 % attribuable aux participations sans contrôle de ces opérations. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information sur le test de dépréciation auquel l'écart d'acquisition et les actifs ont été soumis.

En 2018, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 77 millions de dollars comparativement à 2017, principalement par suite du résultat plus élevé de TC PipeLines, LP, en partie contrebalancé par notre acquisition des parts ordinaires résiduelles détenues dans le public et en circulation de CPPL en février 2017.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ont diminué respectivement de 14 millions de dollars et de 19 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, essentiellement par suite de notre acquisition des parts ordinaires résiduelles de CPPL en circulation dans le public en février 2017.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)

En 2018, le dividende déclaré sur les actions privilégiées, soit 163 millions de dollars, a été sensiblement le même qu'en 2017. En 2017, le dividende sur les actions privilégiées avait été supérieur de 51 millions de dollars à celui de 2016 en raison des émissions d'actions privilégiées de série 13 et de série 15 en avril 2016 et en novembre 2016, respectivement. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit. Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de l'incidence qu'a notre cote de crédit sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités dans notre notice annuelle accessible sur le site Web de Sedar (www.sedar.com).

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la gestion du portefeuille, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et, si cela est jugé approprié, à notre programme d'émission au cours du marché (« ACM ») et à notre RRD. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Compte tenu des mesures de la FERC de 2018, les transferts d'actifs à TC PipeLines, LP ne sont pas considérés comme un moyen de financement viable à l'heure actuelle. En outre, nous avons cessé d'utiliser le programme ACM de TC PipeLines, LP en mars 2018. Il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir et, le cas échéant, à quel moment ils le redeviendront. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2018, notre actif total se chiffrait à 98,9 milliards de dollars, comparativement à 86,1 milliards de dollars au 31 décembre 2017, ce qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2018.

Au 31 décembre 2018, notre passif total s'établissait à 67,9 milliards de dollars, comparativement à 59,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017, ce qui reflète surtout une augmentation nette de la dette à long terme, principalement attribuable aux émissions de billets de premier rang et de billets à moyen terme, déduction faite des titres et des billets échus, et à l'augmentation des billets à payer.

Le total des actifs et le total des passifs ont tous deux augmenté en raison de l'appréciation du dollar américain au 31 décembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017.

Nos capitaux propres totalisaient 31,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018, par rapport à 26,9 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Cette hausse découle principalement des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme ACM ainsi que du bénéfice net annuel et des autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle.

Structure du capital consolidé

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital.

aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	Pourcentage du total	2017	Pourcentage du total
Billets à payer	2 762	3	1 763	3
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	39 971	50	34 741	50
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(446)	(1)	(1 089)	(2)
Dette	42 287	52	35 415	51
Billets subordonnés de rang inférieur	7 508	9	7 007	10
Actions privilégiées	3 980	5	3 980	6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires ¹	27 013	34	22 911	33
	80 788	100	69 313	100

¹ Comprend nos participations sans contrôle.

Au 11 février 2019, nous avons des capacités inutilisées de 2,7 milliards de dollars, de 1,0 milliard de dollars et de 2,1 milliards de dollars US aux termes de nos capitaux propres, de notre dette au Canada et de prospectus préalables aux États-Unis respectivement, visant à faciliter l'accès futur aux marchés financiers.

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, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument les flux de trésorerie consolidés de notre entreprise.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)
	(3 464)	1 531	(13 714)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007
	(716)	112	293
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	73	(39)	(127)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(643)	73	166

Au 31 décembre 2018, notre actif à court terme s'élevait à 5,1 milliards de dollars (4,7 milliards de dollars en 2017) et notre passif à court terme, à 12,9 milliards de dollars (9,9 milliards de dollars en 2017), ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 7,8 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance du fonds de roulement de 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- des facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 11,8 milliards de dollars reste inutilisée;
- de notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	102	273	(248)
Fonds provenant de l'exploitation	6 657	5 503	4 821
Postes particuliers :			
Résiliation des contrats liant Bison	(122)	—	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	1	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	84	283
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	34	52
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(14)	20	15
Fonds provenant de l'exploitation comparables	6 522	5 641	5 171
Dividendes sur les actions privilégiées	(158)	(155)	(100)
Distributions aux participations sans contrôle	(225)	(283)	(279)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables	(254)	(240)	(310)
Flux de trésorerie distribuables comparables	5 885	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	6,52 \$	5,69 \$	5,91 \$

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

L'augmentation des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation par rapport à l'exercice précédent est surtout attribuable à l'incidence nette de la hausse du résultat (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 21), du recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée approuvé par l'ONÉ dans sa décision de 2018 concernant le réseau principal, du règlement visant le réseau de NGTL pour 2018-2019 et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu ainsi que de leur ampleur.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 7.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 881 millions de dollars en 2018, comparativement à 2017; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et de l'incidence sur la trésorerie de postes particuliers de même qu'au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée pour le réseau principal au Canada et le réseau de NGTL décrite précédemment.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 470 millions de dollars en 2017, comparativement à 2016; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du BAIIA comparable (exclusion faite du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation) et à la hausse des distributions tirées de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et a été en partie contrée par l'augmentation des intérêts débiteurs et la capitalisation accrue des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Flux de trésorerie distribuables comparables

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

L'augmentation des flux de trésorerie distribuables comparables par rapport à l'exercice précédent reflète principalement la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables, comme il est expliqué précédemment, ainsi que l'incidence de la réduction de la distribution trimestrielle de TC Pipelines, LP à ses porteurs de parts depuis le premier trimestre de 2018. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire de l'exercice clos le 31 décembre 2018 tiennent compte également de l'effet dilutif des émissions d'actions ordinaires de 2017 et de 2018.

En 2018, notre méthode de calcul des flux de trésorerie distribuables comparables a été révisée afin d'exclure la déduction des dépenses d'investissement de maintien relatives aux actifs pour lesquels nous sommes en mesure de recouvrer les coûts à même les droits visant les gazoducs. Les périodes comparatives présentées dans le tableau qui précède ont été retraitées en conséquence. Nous estimons que le fait d'inclure uniquement les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables dans le calcul des flux de trésorerie distribuables donne la meilleure image des liquidités disponibles aux fins de réinvestissement ou de distribution aux actionnaires. En ce qui concerne nos gazoducs assujettis à la réglementation des tarifs au Canada et aux États-Unis, nous avons la possibilité de recouvrer les dépenses d'investissement de maintien à même les droits actuels ou futurs et d'en tirer un rendement. Enfin, le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien relatives à nos pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci. Ainsi, nous n'avons pas déduit les dépenses d'investissement de maintien recouvrables liées à ces activités aux fins du calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(9 418)	(7 383)	(5 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(496)	(146)	(295)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 015)	(1 681)	(765)
	(10 929)	(9 210)	(6 067)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(13 608)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement	470	634	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	121	362	727
Montants reportés et autres	(295)	(168)	159
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté entre 2017 et 2018, passant de 3,7 milliards de dollars à 10,0 milliards de dollars, en raison surtout du produit tiré de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en 2017, ainsi que de l'augmentation des dépenses d'investissement et des dépenses relatives aux projets d'investissement en cours d'aménagement en 2018. Ces facteurs ont été contrés en partie par le produit tiré de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2016 et 2017, passant de 18,8 milliards de dollars à 3,7 milliards de dollars, en raison surtout de l'incidence nette des facteurs suivants :

- les acquisitions de Columbia et d'Ironwood en 2016;
- l'augmentation des dépenses d'investissement en 2017;
- le produit de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en 2017;
- le recouvrement de coûts liés au projet de TGPR.

Dépenses d'investissement¹

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteur.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Gazoducs – Canada	2 478	2 181	1 525
Gazoducs – États-Unis	5 771	3 830	1 522
Gazoducs – Mexique	797	1 954	1 142
Pipelines de liquides	581	529	1 137
Énergie	1 257	675	708
Siège social	45	41	33
	10 929	9 210	6 067

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Dépenses en immobilisations

En 2018 et en 2017, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas, de Columbia Gulf, du réseau de NGTL et du réseau principal de gazoducs au Canada, ainsi que de la construction de la centrale électrique de Napanee et de gazoducs au Mexique.

En 2016, nos dépenses en immobilisations avaient été principalement engagées aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas et de Columbia Gulf à compter de leur date d'acquisition et l'expansion du réseau de NGTL, du réseau principal au Canada et d'ANR, ainsi que la construction des gazoducs au Mexique, du pipeline Northern Courier et de la centrale électrique de Napanee.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2018 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées à Keystone XL et à Coastal GasLink. En 2017 et en 2016, les dépenses engagées visaient principalement Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de la réduction de nos investissements annuels dans Sur de Texas et Northern Border et de l'achèvement de Grand Rapids en 2017, en partie contrebalancés par l'augmentation des investissements dans Millennium et Bruce Power.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2017 par rapport à 2016, principalement en raison de nos investissements dans Sur de Texas, Bruce Power et Northern Border, en partie contrebalancés par la diminution des apports versés à Grand Rapids, qui est entré en service en août 2017.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour 2018 et 2017 comprennent notre quote-part du financement par emprunt de Sur de Texas.

Ventes d'actifs

En octobre 2018, nous avons mené à terme la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.

En 2017, nous avons conclu les transactions suivantes :

- nous avons vendu les centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- nous avons vendu TC Hydro pour un produit brut de quelque 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- nous avons vendu nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour un produit d'environ 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement

En novembre 2018, nous avons reçu 0,5 milliard de dollars conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de leur quote-part des coûts préalables à la décision d'investissement finale.

En juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL. Nous avons donc reçu, en octobre 2017, un paiement de 0,6 milliard de dollars de Progress Energy en remboursement intégral des coûts et des frais financiers liés à notre projet de TGPR.

Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont essentiellement attribuables à notre quote-part des financements de Bruce Power visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. En 2018, Bruce Power a émis des billets de premier rang sur les marchés financiers, ce qui a donné lieu à des distributions de 121 millions de dollars que nous avons reçues. En 2017, Bruce Power a émis des billets de premier rang sur les marchés financiers, ce qui a donné lieu pour nous à des distributions de 362 millions de dollars que nous avons reçues.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Billets à payer émis (remboursés), montant net	817	1 038	(329)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	6 238	3 643	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(3 550)	(7 085)	(7 153)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	3 468	1 549
Dividendes et distributions versés	(1 954)	(1 777)	(1 815)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 148	274	7 747
Actions ordinaires rachetées	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 474
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	49	225	215
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007

En 2018, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 4,2 milliards de dollars par rapport à 2017, en raison surtout des émissions de titres d'emprunt à long terme (déduction faite des titres d'emprunt à long terme remboursés) et d'actions ordinaires et de l'acquisition de CPPL en 2017, en partie contrebalancées par les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2017.

En 2017, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 15,4 milliards de dollars par rapport à 2016, en raison surtout d'importantes activités de financement, notamment les émissions d'actions ordinaires, liées au financement de l'acquisition de Columbia comprenant un paiement de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie en 2016 et de l'acquisition des parts ordinaires en circulation de CPPL en 2017 pour 921 millions de dollars US.

Les principales transactions prises en compte dans nos activités de financement sont analysées plus en détail ci-après.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt en 2018 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mars 2049	1 000 US	5,10 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	400 US	4,25 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	Décembre 2021	50 US	Taux variable

Le produit net des émissions susmentionnées a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à financer à l'avance les billets de premier rang échéant en 2019.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt en 2018 et au début de 2019 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Débetures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Taux variable
TC PIPELINES, LP				
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	170 US	Taux variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2018, en 2017 et en 2016, voir nos états financiers consolidés annuels de 2018.

Régime de réinvestissement des dividendes

Le 1^{er} juillet 2016, la société a réinstauré l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé aux termes de son RRD. Selon ce régime, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Ces actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 % par rapport aux cours du marché sur une période donnée. Sur les dividendes déclarés en 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 35 % (36 % en 2017), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 870 millions de dollars (787 millions de dollars en 2017) d'actions ordinaires aux termes de ce régime.

Programme d'émission au cours du marché de TransCanada

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme ACM qui nous permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TransCanada au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, en vigueur pour une période de 25 mois, prévoyait initialement un montant brut des ventes aux termes du programme limité à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains. En juin 2018, nous avons majoré la capacité de notre programme ACM existant afin de permettre l'émission, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars. Le programme ACM, dans sa version modifiée, sera en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019 et pourra être utilisé à notre gré et au besoin en fonction du profil des dépenses en immobilisations de notre programme d'investissement et du coût relatif de nos autres options de financement.

En 2018, 20 millions d'actions ordinaires (3,5 millions d'actions ordinaires en 2017) ont été émises aux termes du programme ACM de la société à un prix moyen de 56,13 \$ l'action (63,03 \$ l'action en 2017), pour un produit de 1,1 milliard de dollars (216 millions de dollars en 2017) après déduction des commissions et frais connexes d'environ 10 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Après les émissions réalisées en 2017 et en 2018 aux termes du programme ACM, les émissions sont encore possibles jusqu'à concurrence d'un montant brut global de 656 millions de dollars ou l'équivalent en dollars américains.

Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP

Le 17 février 2017, nous avons acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public pour un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre entités sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

Aux termes du programme ACM de TC PipeLines, LP, cette dernière peut, à l'occasion, offrir et vendre des parts ordinaires dans le cadre de transactions ordinaires avec des courtiers à la Bourse de New York aux cours du marché, de transactions en bloc ou de toute autre transaction convenue entre TC PipeLines, LP et un ou plusieurs de ses mandataires. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminue à chacune des émissions d'actions dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP.

En 2018, 0,7 million (3,1 millions en 2017) de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 39 millions de dollars US (173 millions de dollars US en 2017). Au 31 décembre 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % (25,7 % en 2017) compte tenu des émissions réalisées aux termes du programme ACM de TC PipeLines, LP et de leur effet dilutif.

En mars 2018, par suite des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement, le programme d'émission ACM de TC PipeLines, LP a cessé d'être utilisé. Après l'entrée en vigueur des mesures de la FERC de 2018 le 13 septembre 2018, il reste à voir si ce programme pourra redevenir une option de financement concurrentielle et, le cas échéant, à quel moment.

Dessaisissements d'actifs

Le 1^{er} juin 2017, nous avons conclu la vente à TC PipeLines, LP d'une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois, assortie d'une option de vente de la participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure. En parallèle, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 11,81 % dans Portland à TC PipeLines, LP. Le produit total de ces transactions s'est élevé à 765 millions de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture et il se compose d'une contrepartie en trésorerie de 597 millions de dollars US et d'un montant de 168 millions de dollars US qui correspond à la quote-part de la dette d'Iroquois et de Portland.

Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Information sur les actions

au 11 février 2019

Actions ordinaires		Émises et en circulation	
		922 millions	
Actions privilégiées		Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1		9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2		12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3		8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4		5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5		12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6		1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7		24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9		18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11		10 millions	Actions privilégiées de série 12
Série 13		20 millions	Actions privilégiées de série 14
Série 15		40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires		En circulation	Pouvant être exercées
		12 millions	8 millions

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre			
	2018	2017	2016
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
par action privilégiée de série 1	0,8165 \$	0,8165 \$	0,8165 \$
par action privilégiée de série 2	0,78835 \$	0,62138 \$	0,60648 \$
par action privilégiée de série 3	0,538 \$	0,538 \$	0,538 \$
par action privilégiée de série 4	0,62748 \$	0,46138 \$	0,44648 \$
par action privilégiée de série 5	0,56575 \$	0,56575 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	0,69341 \$	0,55275 \$	0,50648 \$
par action privilégiée de série 7	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 9	1,0625 \$	1,0625 \$	1,0625 \$
par action privilégiée de série 11	0,95 \$	0,95 \$	1,1875 \$
par action privilégiée de série 13	1,375 \$	1,375 \$	1,18525 \$
par action privilégiée de série 15	1,225 \$	1,225 \$	0,3323 \$

Facilités de crédit

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 11 février 2019, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,8 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogées				
3,0 milliards \$	3,0 milliards \$	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2023
4,5 milliards \$ US	4,5 milliards \$ US	TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2019
1,0 milliard \$ US	1,0 milliard \$ US	TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2021
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
2,1 milliards \$	1,0 milliard \$	TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, la facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue
5,0 milliards MXN	5,0 milliards MXN	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

Au 11 février 2019, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à un montant additionnel de 0,8 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	2 762	2 762	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	47 479	3 465	4 932	4 031	35 051
Contrats de location-exploitation ¹	729	74	143	130	382
Obligations d'achat	8 187	2 985	3 640	372	1 190
	59 157	9 286	8 715	4 533	36 623

¹ Versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location.

Billets à payer

Le total des billets à payer était de 2,8 milliards de dollars à la fin de 2018, contre 1,8 milliard de dollars à la fin de 2017.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

À la fin de 2018, la dette à long terme s'élevait à 40,0 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 7,5 milliards de dollars, comparativement à 34,7 milliards de dollars et à 7,0 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2017.

Nous nous efforçons d'uniformiser le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de notre dette à long terme et de nos billets subordonnés de rang inférieur est de 20 ans, la majeure partie des remboursements finaux ayant lieu après cinq ans.

Paiements d'intérêts

Les paiements d'intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2018 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	27 447	1 941	3 593	3 163	18 750
Billets subordonnés de rang inférieur	28 039	416	833	834	25 956
	55 486	2 357	4 426	3 997	44 706

Contrats de location-exploitation

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs – Canada					
Transport par des tiers ¹	859	83	161	138	477
Dépenses d'investissement ²	4 647	1 700	2 947	—	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	700	119	199	108	274
Dépenses d'investissement ²	50	50	—	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	342	287	55	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ²	406	406	—	—	—
Autres	22	5	7	6	4
Énergie					
Achats de produits de base	91	63	28	—	—
Dépenses d'investissement ²	700	199	163	56	282
Autres ³	300	34	56	58	152
Siège social					
Dépenses d'investissement ²	70	39	24	6	1
	8 187	2 985	3 640	372	1 190

1 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.

2 Les montants comprennent principalement les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation destinés à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.

3 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport de carburant.

Perspectives

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 57 milliards de dollars. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme ou des modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service et, une fois en service, ils devraient générer une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 57 milliards de dollars comprend un montant de 36,6 milliards de dollars destiné à des projets garantis et un montant de 20,7 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement, qui doivent tous faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce portefeuille par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- la vente d'actifs;
- du financement de projets;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

De plus, au besoin, nous pourrions aussi avoir recours aux options de financement suivantes :

- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre RRD;
- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre programme ACM;
- des émissions distinctes d'actions ordinaires.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de cette entité. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement les services de construction et la livraison de gaz naturel. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2020.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 183 millions de dollars. La valeur comptable en est estimée à 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire d'investissement, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons garanti solidairement l'obligation financière conditionnelle de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power expirera en 2021.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars. La valeur comptable en était de néant.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement ou conjointement et solidairement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des services de construction, y compris les conventions d'achat, et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2059.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à 104 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à environ 11 millions de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D’AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Nous nous attendons à capitaliser en 2019 environ 113 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 7 millions de dollars dans les autres régimes d’avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 61 millions de dollars dans le régime d’épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. De plus, nous prévoyons fournir une lettre de crédit de 17 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2018, nous avons capitalisé 103 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 23 millions de dollars dans les autres régimes d’avantages postérieurs au départ à la retraite et 59 millions de dollars dans le régime d’épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni en faveur du régime de retraite à prestations déterminées canadien une lettre de crédit de 17 millions de dollars pour remplir les exigences de solvabilité.

Perspectives

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d’avantages postérieurs au départ à la retraite sera effectuée en date du 1^{er} janvier 2019. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2018 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d’amortir les déficits de solvabilité et de parer aux coûts de capitalisation habituels.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d’avantages postérieurs à la retraite a été ramené de 106 millions de dollars en 2017 à 74 millions de dollars en 2018, en raison surtout des rendements plus élevés que nous nous attendons à tirer des actifs du régime.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d’intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d’incidence significative sur notre situation de trésorerie.

Autres renseignements

GESTION DES RISQUES D’ENTREPRISE

La gestion des risques fait partie intégrante de l’exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons les risques au moyen d’un processus de gestion des risques d’entreprise centralisé qui nous permet de repérer les risques susceptibles d’avoir une incidence significative sur l’atteinte de nos objectifs stratégiques.

Le comité de gouvernance d’entreprise, qui fait partie de notre conseil d’administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques d’entreprise, ce qui consiste notamment à vérifier que des systèmes de gestion adéquats sont en place afin de repérer et de gérer les risques, y compris la surveillance par le conseil des politiques, programmes et pratiques de gestion des risques. D’autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers :

- le comité des ressources humaines encadre le renouvellement des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération pour assurer la concordance de nos pratiques en matière de rémunération avec notre stratégie globale;
- le comité SSDE veille aux risques relatifs à l’environnement, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l’exploitation;
- le comité d’audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction.

L’équipe de la haute direction a la responsabilité d’élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d’une gestion des risques efficace.

Certains des risques généraux auxquels notre société est exposée et qui font l’objet d’une surveillance continue sont résumés ci-après. Les risques particuliers à chaque secteur d’exploitation sont présentés avec l’exposé du secteur.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Interruption des activités</p> <p>Les risques opérationnels tels que les pannes et défaillances de matériel, les conflits de travail ou les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, d'actes de terrorisme ou de sabotage</p>	<p>Ces risques sont susceptibles de réduire les produits et d'accroître les coûts d'exploitation, d'entraîner des frais juridiques, réglementaires ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne peuvent être recouvrées à même les droits ou les contrats ou qui ne sont pas couvertes par l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière. Certains événements pourraient donner lieu à un risque de blessures et de dommages écologiques.</p>	<p>Nous disposons du système de gestion opérationnelle de TransCanada (« SGOT ») qui englobe nos programmes visant la santé, la sécurité, la durabilité, l'environnement et l'intégrité des actifs destinés à prévenir les incidents et à assurer la protection des personnes, de l'environnement et de nos actifs. Le SGOT comprend des programmes de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises qui visent à permettre à TransCanada de réagir efficacement aux événements qui posent un risque opérationnel, de réduire les pertes et les blessures et d'améliorer sa capacité de reprendre ses activités d'exploitation. Ces mesures sont appuyées par notre programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise correspondants pour assurer la continuité des processus. Nous disposons aussi d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer une certaine partie de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.</p>
<p>Cybersécurité</p> <p>Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Nous devons toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité et nous pourrions être exposés à divers événements touchant la cybersécurité dirigés contre notre technologie de l'information. Les méthodes employées pour obtenir des accès non autorisés, désactiver ou dégrader des services ou encore saboter des systèmes sont en constante évolution et il peut être difficile de les prévoir ou de les détecter longtemps d'avance.</p>	<p>Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.</p>	<p>Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie est examinée et actualisée régulièrement, et un rapport sur l'état de notre programme de cybersécurité est présenté au comité d'audit chaque trimestre. Ce programme comprend l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour déceler les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés. Nous avons souscrit une assurance qui peut couvrir les pertes imputables aux dommages matériels causés à nos installations par suite d'un événement touchant la cybersécurité, mais l'assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances.</p>
<p>Réputation et relations</p> <p>Aux fins de nos activités et de nos perspectives de croissance, nous devons entretenir des relations étroites avec nos principales parties prenantes, telles que, les collectivités autochtones, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales. Une mauvaise gestion des attentes et des enjeux qui importent à nos parties prenantes, y compris en ce qui concerne les changements climatiques, pourrait entacher notre réputation et nuire à notre capacité d'exercer nos activités et de prendre de l'expansion ainsi qu'à notre accès à des sources de financement au coût du capital.</p>	<p>Notre réputation auprès de nos parties prenantes, notamment les collectivités autochtones, peut avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation et nos projets, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général. Si les investisseurs en viennent à avoir une perception négative de nos infrastructures énergétiques, cela pourrait entraver notre accès à des capitaux d'investissement dans l'avenir.</p>	<p>Le cadre de mobilisation des parties prenantes guide nos activités de mobilisation des parties prenantes. Nos quatre valeurs fondamentales, l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et la sécurité, sont au cœur de notre engagement envers les parties prenantes et nous guident dans nos interactions avec elles. Nous avons aussi élaboré des programmes et des politiques à l'intention expresse des parties prenantes, qui définissent nos exigences, évaluent les risques et facilitent la conformité aux lois et aux politiques.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Accès au capital à un coût concurrentiel		
Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer notre portefeuille de projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance, et ce, à des coûts suffisamment inférieurs à nos rendements sur le capital investi.	Une détérioration importante et prolongée de la conjoncture du marché et une attitude moins favorable des investisseurs pourraient entraver notre accès à des capitaux à un coût concurrentiel, ce qui nuirait à notre capacité de produire un rendement intéressant sur le capital investi.	Nous exerçons nos activités dans le cadre de nos moyens financiers et de notre tolérance au risque, maintenons un large éventail de leviers de financement et faisons aussi de la gestion de notre portefeuille un volet important de notre programme de financement. En outre, nous entretenons une relation franche et proactive avec les membres de la communauté financière, y compris les agences de notation, dans le but de les tenir au courant de l'évolution de nos activités et de leur transmettre des informations exactes au sujet des perspectives, des risques et des défis qui nous concernent.
Stratégie de répartition du capital		
Pour être concurrentiels, nous devons offrir des services d'infrastructures énergétiques dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, pour les formes d'énergie qui recherchent les clients.	Si les formes d'énergie de remplacement à plus faibles émissions de carbone devaient se traduire par une baisse de la demande visant nos services actuels, la valeur de nos actifs d'infrastructures énergétiques pourrait en souffrir.	Notre portefeuille d'actifs est diversifié et nous avons recours à la gestion de portefeuille pour nous départir des actifs non stratégiques. Nous menons des analyses pour repérer des bassins d'approvisionnement résilients dans le cadre des mesures fondamentales liées à l'énergie et des évaluations d'aménagements stratégiques. De plus, nous restons à l'affût des technologies novatrices afin d'éclairer notre stratégie de répartition du capital.
Coûts de réalisation et coûts en capital		
Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes fondés sur l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.	Bien que nous déterminions minutieusement le coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital et au calendrier pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.	Notre programme de gouvernance de projets vient appuyer la réalisation des projets et l'excellence opérationnelle. Le programme est harmonisé avec le SGOT qui établit un cadre et des normes en vue d'optimiser la réalisation des projets et d'assurer que leur exécution se fait dans le respect des délais et du budget. Nous préférons établir une structure contractuelle pour nos projets afin de recouvrer les coûts d'aménagement si un projet est abandonné et mettre en place des mécanismes d'atténuation si des dépassements de coûts surviennent. Cependant, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous partageons ou assumons le coût de ces risques.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus, la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et veille à la conception et à la mise en application des systèmes, des programmes et des politiques de SSDE par des rapports réguliers de la direction. Nous avons recours à un système de gestion intégré qui définit un cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, programmes et procédures en la matière.

Notre système de gestion est fondé sur les normes internationales et se conforme aux normes consensuelles extérieures de l'industrie et aux programmes volontaires, et respecte les exigences législatives applicables. Il suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation, fixation des objectifs et des cibles, définition des rôles et des responsabilités;
- la mise en application – conception et mise en application des programmes, procédures et normes de gestion du risque opérationnel;
- la production de rapports – production de rapports d'incidents et enquêtes connexes, suivi de la performance;
- l'action – activités de contrôle et examen de la performance par la direction.

Le comité SSDE examine la performance en SSDE et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSDE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité des personnes et des processus;
- notre programme environnemental;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe, notamment en ce qui concerne l'environnement;
- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les risques liés aux changements climatiques qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TransCanada;
- les questions touchant la durabilité, notamment les questions d'ordre social et environnemental et celles qui concernent les changements climatiques;
- l'approche de la direction en ce qui concerne la communication volontaire d'information au public en matière de SSDE.

Santé et sécurité

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos infrastructures pipelinières et énergétiques demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences imposées.

En 2018, nous avons engagé 1,3 milliard de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 0,3 milliard de dollars de plus qu'en 2017, en raison notamment des dépenses d'investissement plus importantes au Canada, de l'accroissement des activités pour assurer l'intégrité des actifs de Columbia et des travaux servant à assurer l'intégrité de notre oléoduc Keystone aux États-Unis. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations annuelles du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, elles sont habituellement sans incidence sur notre résultat. De même, aux termes des contrats visant le réseau d'oléoducs Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien.

Les dépenses liées à la sécurité et aux différents programmes d'intégrité des actifs énergétiques que nous exploitons nous permettent de réduire les risques pour les employés, le public, l'équipement et l'environnement immédiat et d'éviter toute perturbation des services énergétiques offerts à nos clients.

Ainsi qu'il est décrit sous la rubrique « Interruption des activités » ci-dessus, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des urgences. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement.

Risques, respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nous avons établi un programme environnemental afin de réduire au minimum les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement. Ce programme définit nos obligations aux fins de la gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs.

Les principales causes des risques environnementaux que nous encourons sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et les coûts associés à nos émissions de polluants atmosphériques et de GES;
- le rejet de produits, notamment de pétrole brut, de diluant ou de gaz naturel, pouvant causer des dommages à l'environnement (sol, eau et air);
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- la conformité et l'adhésion aux exigences et politiques d'entreprise et de réglementation ainsi qu'aux nouveaux règlements.

Nos actifs sont assujettis à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des espèces menacées, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Dans le cadre de l'exploitation de nos actifs, nous devons obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et nous plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

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

Le 28 novembre 2017, par suite du bris de conduite survenu sur le réseau d'oléoducs Keystone près d'Amherst, au Dakota du Sud, le 16 novembre 2017, la PHMSA a délivré une ordonnance de mesures correctives (**Correction Action Order** ou « CAO ») (la « CAO d'Amherst ») qui nous oblige, entre autres, à réparer l'oléoduc conformément à un plan de réparation approuvé, à remettre l'oléoduc en service conformément à un plan de remise en service approuvé, à réduire la pression d'exploitation dans la section de l'oléoduc touchée jusqu'à nouvel ordre et à faciliter l'enquête sur les causes de l'incident. La restriction de pression imposée par la PHMSA a été levée ultérieurement, le 1^{er} mai 2018. Nous collaborons pleinement avec la PHMSA à l'égard de tout ce qui concerne cet incident ainsi qu'avec le département de l'environnement et des ressources naturelles du Dakota du Sud aux fins de la remise en état du site. Nous avons terminé tous les travaux de décontamination du sol et des eaux souterraines, et l'analyse de tous les échantillons de sol et d'eau souterraine confirme l'atteinte des normes requises. Le département de l'environnement et des ressources naturelles du Dakota du Sud a délivré un avis de fermeture le 3 janvier 2019. Les travaux de remise en état de la surface et de reverdissement ont été achevés en 2018, et ce segment de l'emprise a été retourné au programme de gestion de la végétation de l'emprise du réseau d'oléoducs Keystone. Le 29 janvier 2019, nous avons reçu confirmation de la PHMSA que nous nous sommes conformés aux modalités de la CAO d'Amherst, et le dossier est maintenant fermé.

Le 7 juin 2018, un tronçon d'un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris à Nixon Ridge, dans le comté de Marshall en Virginie occidentale. Le gazoduc a été remis en service le 15 juillet 2018. TransCanada a reçu un avis d'ordonnance de sécurité proposée de la PHMSA à l'égard de ce bris le 9 juillet 2018, auquel elle a répondu le 7 août 2018. La société s'attend à recevoir en temps voulu une ordonnance définitive stipulant les mesures correctives finales.

Hormis la CAO d'Amherst et l'ordonnance de sécurité proposée visant le tronçon du gazoduc de Columbia Gas à Nixon Ridge, nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est très ardu d'évaluer avec exactitude le moment et l'ampleur de nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement ainsi que de leurs interprétations et de leur application;
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2018, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 32 millions de dollars (34 millions de dollars en 2017), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées

fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Changements climatiques et risque lié à la réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2018, nous avons comptabilisé des charges de 62 millions de dollars (63 millions de dollars en 2017) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui permettent la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique. Nous prévoyons que, pour la plupart, nos actifs seront visés par une réglementation ou une autre en vue de la gestion des émissions de GES. L'évolution de la réglementation pourrait se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation ou d'autres charges, ou encore par des dépenses en immobilisations plus élevées pour assurer le respect d'éventuels nouveaux règlements.

Politiques en vigueur

Canada

- Environnement et Changement climatique Canada a publié la version définitive du règlement sur la réduction des émissions de méthane le 26 avril 2018. Ce règlement définit des obligations de réduction des émissions de méthane au moyen de modifications touchant l'exploitation et l'équipement. Différents échéanciers de conformité sont prévus selon les exigences, à compter de 2020. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont élaboré leurs propres règlements sur les émissions de méthane et ceux-ci remplacent la réglementation fédérale dans ces provinces. Cependant, le règlement fédéral sur la réduction des émissions de méthane s'appliquera aux installations assujetties à la réglementation fédérale dans ces provinces. En ce qui concerne la plupart des pipelines canadiens de TransCanada, c'est vraisemblablement la réglementation fédérale qui s'appliquera. Aux fins de la conformité, des équipements devront être modernisés, des activités fréquentes de détection et de colmatage des fuites devront être réalisées et des levés et mesures devront être effectués pour quantifier les émissions et produire les rapports annuels connexes. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement.
- La Colombie-Britannique impose une taxe sur les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients.
- En Alberta, le 1^{er} janvier 2018, le règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone (*Carbon Competitiveness Incentive Regulation* ou « CCIR ») a remplacé le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (« SGER »). Aux termes du règlement CCIR, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Nos gazoducs et nos actifs énergétiques en Alberta sont assujettis au règlement CCIR. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs canadiens à même les tarifs réglementés. Une partie des coûts de conformité de nos actifs énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.
- Le Québec a élaboré un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (la « WCI »). Au Québec, la centrale de cogénération de Bécancour est assujettie à ce programme. Le gouvernement attribue des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences ont été satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Les installations gazières du réseau principal au Canada qui traversent le Québec sont également assujetties à ce programme et des instruments de conformité ont été achetés afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI.
- L'Ontario a aboli son programme de plafonnement et d'échange en 2018. Les crédits de conformité achetés dans le cadre de l'ancien programme de plafonnement et d'échange ont été retirés par le nouveau gouvernement. Du fait de l'abolition de ce programme, l'Ontario n'a plus de règlement de tarification du carbone. Ainsi, les installations de production d'électricité et les pipelines de la société dans cette province sont assujettis au système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») fédéral depuis le 1^{er} janvier 2019. Le STFR fédéral s'applique aux centrales électriques qui produisent annuellement des émissions de plus de 50 000 tonnes d'équivalent CO₂. À l'heure actuelle, nous prévoyons que ce programme n'aura aucune incidence majeure sur le rendement financier de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

États-Unis

- En 2015, l'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») des États-Unis a publié des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression nouveaux ou modifiés dans le secteur du transport et du stockage de gaz naturel. En 2017, l'EPA a indiqué qu'elle comptait réviser ces règlements. En 2018, suivant les indications de l'administration Trump, l'EPA a entrepris l'assouplissement des exigences de ces règlements.
- Le 23 mars 2017, le California Air Resources Board a publié des règlements portant sur la surveillance et le colmatage des fuites de méthane. Les installations de transport de Tuscarora Gas doivent se conformer à ces règlements.
- En septembre 2016, l'État de Washington s'est doté de normes d'émission afin de plafonner et de réduire les émissions de GES provenant de certaines sources stationnaires. Certains postes de compression situés dans l'État de Washington pourraient être touchés par ces normes à compter de 2020.
- Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie a adopté de nouveaux permis d'exploitation pour les installations pétrolières et gazières qui comportent des exigences multiples, notamment la détection et le colmatage des fuites de méthane.
- La Californie s'est dotée d'un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la WCI. En Californie, TransCanada doit engager des coûts liés au programme de plafonnement et d'échange en ce qui a trait à ses activités de commercialisation d'électricité.

Mexique

- Le 6 novembre 2018, le gouvernement du Mexique a publié un nouveau règlement qui établit des lignes directrices concernant la prévention et le contrôle des émissions de méthane dans le secteur des hydrocarbures, lequel aura une incidence sur nos gazoducs au Mexique. Les entreprises auront un an pour se conformer aux dispositions du règlement, qui comporte des exigences liées à l'équipement comme l'installation de systèmes de récupération de la vapeur et la détection et le colmatage des fuites, ainsi que des exigences administratives comme l'identification des émissions de méthane et la mise en place d'un programme de rapports sur les émissions.

Politiques à venir

- Le gouvernement du Canada a élaboré un plan fédéral visant la mise en place d'un cadre de tarification des émissions de carbone dans tous les territoires de compétence canadiens. Environnement et Changement climatique Canada est en voie de finaliser le règlement sur le STFR fédéral qui imposera une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établira des niveaux de référence fédéraux pour les émissions de GES de différents secteurs d'activité. Ce nouveau règlement fédéral s'appliquera aux provinces de l'Ontario, du Manitoba, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick car à l'heure actuelle, celles-ci n'ont pas de plan provincial de tarification du carbone et elles ne remplissent pas les critères du plan fédéral. Il pourrait en résulter une augmentation des coûts pour les pipelines et les installations énergétiques en place dans ces provinces.
- Le gouvernement du Canada a présenté un plan fédéral, la Norme sur les combustibles propres, qui vise l'établissement d'une norme nationale unique portant sur l'ensemble des types de combustibles et de leurs utilisations. Dans le cadre de la Norme sur les combustibles propres, le gouvernement fédéral propose l'électrification des stations de compression en tant que mécanisme de réduction des émissions de GES liées au transport du gaz naturel. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos actifs de compression du gaz naturel au Canada. Des démarches visant à influencer cette politique sont menées par l'entremise de l'Association canadienne de pipelines d'énergie et de l'Association canadienne du gaz. La publication de différents volets de la Norme sur les combustibles propres est prévue en 2019.
- Le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé que certains grands émetteurs industriels seront assujettis à un système provincial proposé de tarification du carbone fondé sur une approche de STFR, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos gazoducs canadiens dans cette province. Comme le système proposé ne remplit qu'une partie des exigences du plan fédéral, le STFR fédéral s'appliquera aux sources d'émissions non visées par le système proposé, y compris les centrales électriques et les gazoducs.
- L'État de New York a annoncé son intention d'adopter des règlements de réduction des émissions de méthane visant les installations existantes, nouvelles et modifiées. L'État n'a pas encore proposé de règlements, mais le gouverneur a annoncé le plan de l'État pour atteindre ses objectifs en matière d'énergie propre d'ici 2030, notamment une réduction de 40 % par rapport aux niveaux d'émissions de 1990. Les conséquences pour nos installations dépendront des détails de la réglementation lorsqu'elle sera connue, mais nos postes de compression dans l'État de New York seront probablement touchés.
- Le Maryland a annoncé son intention d'établir des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression. L'État a collaboré avec des exploitants, dont TransCanada, pour élaborer des règlements de réduction des gaz à effet de serre. Comme TransCanada n'a qu'un seul poste de compression au Maryland et que celui-ci est électrique, aucune incidence majeure n'est prévue.

Modifications législatives touchant les évaluations environnementales

La majorité des gazoducs et des pipelines de liquides de la société au Canada sont assujettis à la réglementation fédérale de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et les autres sont assujettis à la réglementation provinciale en Alberta et en Colombie-Britannique. Les nouveaux projets qui seront assujettis à la réglementation de l'ONÉ nécessitent une évaluation environnementale supervisée par l'ONÉ et conforme à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Nos actifs en exploitation n'entrent pas dans le champ d'application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Tous les actifs sont susceptibles d'être assujettis à la *Loi sur la protection de la navigation* et à la *Loi sur les pêches* du gouvernement fédéral. Au Canada, plusieurs initiatives touchant les études d'impact environnemental sont en cours au niveau fédéral. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet.

En février 2018, le gouvernement du Canada a publié le projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*. Ce projet de loi prévoit que les projets d'envergure seront soumis à un processus d'approbation réglementaire plus long et plus complexe et crée une grande source d'incertitude en ce qui concerne les nouveaux projets au Canada.

En février 2018, le gouvernement du Canada a aussi publié le projet de loi C-68, *Loi modifiant la Loi sur les pêches et d'autres lois en conséquence*. Ce projet de loi ne traite pas d'une série de détails, par exemple le processus d'octroi de permis, les obligations et les échéanciers liés aux projets ainsi que la façon de prendre en compte les préoccupations des Autochtones. Il pourrait avoir des conséquences sur les coûts et les calendriers des projets.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect des politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur notre résultat et sur la valeur des instruments financiers que nous détenons. Nous évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché peuvent inclure les suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer le risque lié au prix des produits de base qui touche nos activités à tarifs non réglementés :

- pour ce qui est de notre entreprise de production d'électricité, nous gérons notre exposition aux variations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures;
- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation des liquides, nous concluons des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage. Des instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables auxquels ces contrats nous exposent et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

La vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis en 2017 et celle de nos contrats d'électricité de détail du nord-est des États-Unis le 1^{er} mars 2018 ainsi que la résiliation progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis restants ont grandement atténué notre exposition au risque lié au prix de l'électricité.

Risque de taux d'intérêt

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur nos programmes de papier commercial et sur les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

Risque de change

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont couverts pour un an au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition subsiste par la suite.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

Le taux de change moyen sur la conversion de un dollar américain en dollars canadiens s'est établi comme suit :

2018	1,30
2017	1,30
2016	1,33

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en partie enrayée par les intérêts sur la dette libellée en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2018	2017	2016
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	1 830	1 360	947
BAll comparable des gazoducs au Mexique ¹	486	353	215
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	876	604	482
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis ²	—	100	285
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(1 325)	(1 269)	(1 127)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	15	3	22
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	326	259	181
Participations sans contrôle et autres comparables aux États-Unis	(264)	(195)	(195)
	1 944	1 215	810

1 Exclut les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés lié à Sur de Texas, qui est compensé dans les intérêts créditeurs et autres.

2 Depuis le 1^{er} janvier 2018, les installations énergétiques aux États-Unis ne sont plus prises en compte dans le BAll comparable.

Couvertures de l'investissement net

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Risque de crédit lié aux contreparties

Au 31 décembre 2018, notre risque lié aux contreparties maximal en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et aux prêts.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie;
- aux débiteurs;
- aux actifs destinés à la vente;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- à un prêt.

Si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités de l'entente intervenue avec nous, nous pourrions essuyer une perte financière.

Pour gérer ce risque, nous faisons affaire avec des contreparties solvables, nous obtenons des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités lorsque nous l'estimons nécessaire et nous établissons un montant limite pour toute opération avec une contrepartie. Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent nous protéger contre des pertes importantes.

Nous surveillons les contreparties et passons en revue les débiteurs régulièrement. Nous constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Aux 31 décembre 2018 et 2017, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre liquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus d'information sur notre liquidité.

Actions en justice

Les actions en justice, les procédures d'arbitrage et les poursuites font partie intégrante des activités. Bien qu'il nous soit impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime qu'aucune action en justice en cours ou éventuelle n'aura de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2018 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2018, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., comme en fait foi l'attestation annexée au présent document.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2018 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucune modification n'a été apportée qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser des états financiers conformes aux PCGR, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels.

Les estimations comptables qui suivent exigent que nous ayons recours à des hypothèses importantes qui s'appuient sur des facteurs subjectifs ou fort incertains pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers. Les estimations comptables critiques auxquelles nous avons recours pour dresser nos états financiers sont présentées dans les conventions comptables.

Dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a une perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Notre évaluation du caractère recouvrable des actifs à long terme prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, l'évolution des secteurs d'activité et des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, notre capacité à renouveler les contrats ainsi que le rendement financier et les perspectives de nos actifs. Si la valeur totale des flux de trésorerie futurs non actualisés estimée pour une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimé pour un actif à long terme est inférieur à leur valeur comptable, nous considérons que la juste valeur est inférieure à la valeur comptable et nous enregistrons une perte de valeur. Dans le cas de l'écart d'acquisition, si la juste valeur de l'unité d'exploitation calculée d'après les flux de trésorerie actualisés est inférieure à sa valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

En 2018, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une dépréciation de 722 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable de notre participation dans Bison (140 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle);
- une dépréciation de 79 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable de l'écart d'acquisition de Tuscarora (15 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle).

En 2017, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une charge de 954 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de notre participation dans Énergie Est et les projets connexes;
- une charge de 16 millions de dollars après les impôts au titre de la valeur comptable résiduelle d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie;
- une charge de 12 millions de dollars après les impôts au titre de la valeur comptable résiduelle de notre participation dans TransGas.

Actifs à long terme

Bison

Au 31 décembre 2018, nous avons soumis notre participation dans le gazoduc Bison à un test de dépréciation par suite de la résiliation de certaines ententes de transport conclues avec des clients. Étant donné la perte de ces flux de trésorerie contractuels futurs et la persistance de la conjoncture de marché défavorable qui freine le débit du gazoduc, nous avons déterminé que la valeur comptable résiduelle de cet actif n'était plus recouvrable. Nous avons donc comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 722 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élève à 140 millions de dollars.

Énergie Est et projets connexes

En septembre 2017, nous avons demandé à l'ONÉ de suspendre son examen des demandes concernant les projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est pour 30 jours afin de nous laisser le temps de procéder à l'examen attentif des changements apportés le 23 août 2017 par l'ONÉ à la liste de questions et de facteurs d'évaluation environnementale se rapportant aux projets et des répercussions de ces changements sur les coûts, les calendriers et la viabilité des projets.

En octobre 2017, après l'examen attentif des nouvelles circonstances, nous avons informé l'ONÉ que nous ne présenterions pas de demande relativement aux projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Nous avons également avisé le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec que nous soustrayions le

projet Énergie Est du processus d'évaluation environnementale. Comme le pipeline Énergie Est devait aussi fournir des services de transport pour le pipeline Upland, nous avons aussi avisé le Département d'État des États-Unis en octobre 2017 que nous abandonnions le processus de demande de permis présidentiel à l'endroit de ce projet.

Après l'examen de la valeur comptable de 1,3 milliard de dollars des projets, y compris les fonds utilisés pendant la construction capitalisés depuis le début du projet, nous avons comptabilisé une charge hors trésorerie de 954 millions de dollars, après les impôts, au 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, aucun recouvrement de coûts auprès de tiers n'est prévu.

Équipement de turbine du secteur de l'énergie

Au 31 décembre 2017, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 16 millions de dollars après les impôts relativement à la valeur comptable d'un équipement de turbine après avoir déterminé qu'elle n'était plus recouvrable. Cet équipement de turbine avait été précédemment acheté pour un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé.

TransGas

Au troisième trimestre de 2017, nous avons constaté une charge de dépréciation de 12 millions de dollars après les impôts sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 46,5 % dans TransGas.

Écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous pouvons choisir d'évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs afin de déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il pourrait y avoir perte de valeur pour l'écart d'acquisition et si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons aussi choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de nos unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, nous comparons la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable incluant l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur.

Nous déterminons la juste valeur d'une unité d'exploitation en fonction de nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des tarifs de transport, de l'offre et de la demande sur le marché, des occasions de croissance, des niveaux de production, de la concurrence livrée par d'autres sociétés, des coûts d'exploitation, des modifications d'ordre réglementaire, des taux d'actualisation, des multiples cours/bénéfice et d'autres multiples.

Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, Tuscarora a établi son document réglementaire définitif en réponse aux mesures de la FERC de 2018 qui s'est traduit par une réduction de ses tarifs avec recours et, en janvier 2019, la conclusion d'un règlement de principe avec ses clients. Par suite de ces faits nouveaux et des modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Tuscarora, nous avons déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa juste valeur, écart d'acquisition compris, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 79 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élève à 15 millions de dollars. Notre quote-part du solde résiduel de l'écart d'acquisition lié à Tuscarora, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 6 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (21 millions de dollars US en 2017).

Great Lakes

Au 31 décembre 2018, la juste valeur estimative de l'entreprise de transport de gaz naturel de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. L'évaluation la plus récente de la juste valeur de cette unité d'exploitation a été effectuée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité de Great Lakes à réaliser sa valeur à long terme sur le marché nord-américain de l'énergie comprenaient notamment l'incidence de sa décision d'employer le Formulaire 501-G, les occasions qui se présenteront pour le réseau de dégager d'autres revenus ainsi que les modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Great Lakes. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Notre quote-part de cet écart d'acquisition, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 378 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (379 millions de dollars US en 2017).

Ravenswood

Par suite de renseignements obtenus lors du processus de monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée à l'aide d'une combinaison de méthodes, dont une analyse des flux de trésorerie actualisés et une fourchette des contreparties qui pourraient être obtenues de la vente. Les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, ce qui a permis d'en déterminer la juste valeur. Étant donné l'issue de ce processus, en 2016 nous avons comptabilisé dans le secteur de l'énergie une charge au titre de la dépréciation de l'écart d'acquisition correspondant à la totalité de la valeur comptable de l'écart d'acquisition se rapportant à Ravenswood, soit 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts).

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés, y compris la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ces instruments seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Instrument dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques et ceux-ci sont classés comme instruments détenus à des fins de transaction afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés portant sur des produits de base a été calculée selon l'approche par le marché, suivant laquelle l'évaluation de la juste valeur se fonde sur une transaction comparable aux cours du marché ou, en l'absence de cours du marché, sur les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou sur d'autres techniques d'évaluation. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Présentation des instruments dérivés au bilan

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
Autres actifs à court terme	737	332
Actifs incorporels et autres actifs	61	73
Créditeurs et autres	(922)	(387)
Autres passifs à long terme	(42)	(72)
	(166)	(54)

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	767	717	50	—	—
Passifs	(838)	(810)	(23)	—	(5)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	31	20	8	2	1
Passifs	(126)	(112)	(4)	(2)	(8)
	(166)	(185)	31	—	(12)

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base ²	28	62	123
Change	(248)	88	25
Taux d'intérêt	—	(1)	—
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	351	(107)	(204)
Change	(24)	18	62
Taux d'intérêt	—	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(1)	23	(167)
Change	—	5	(101)
Taux d'intérêt	(1)	1	4

1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

2 En 2018 et en 2017, aucun gain ni aucune perte n'ont été comptabilisés dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte nette de 42 millions de dollars en 2016).

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Produits (Énergie)			Intérêts débiteurs		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	2 124	3 593	4 206	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Couvertures de la juste valeur						
Contrats de taux d'intérêt						
Éléments couverts	—	—	—	(71)	(74)	(74)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)	1	8
Couvertures de flux de trésorerie						
Reclassement dans le bénéfice net des gains (pertes) sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ¹						
Contrats de taux d'intérêt	—	—	—	22	17	14
Contrats sur produits de base	5	(20)	57	—	—	—

¹ Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Il y a lieu de se reporter aux notes afférentes à nos états financiers consolidés.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 31 décembre 2018, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2018, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2018

Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits tirés de ces contrats conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis aux clients selon des montants qui tiennent compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services promis. Les biens ou services promis à un client représentent nos « obligations de prestation ». La contrepartie totale à laquelle nous nous attendons à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Nos produits d'exploitation variables sont exposés à des facteurs indépendants de notre volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. Nous considérons que ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, nous comptabilisons les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant, l'incertitude et le moment de la comptabilisation des produits et des flux de trésorerie y afférents.

Nos conventions comptables en ce qui a trait à la comptabilisation des produits d'exploitation n'ont pas fait l'objet de changements majeurs depuis l'adoption des nouvelles directives portant sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 et de 2016 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits d'exploitation aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ». Conformément aux anciens PCGR des États-Unis, les produits d'exploitation étaient constatés lorsque les risques et les avantages étaient transférés aux clients par la société au moment de la fourniture des biens et des services aux termes du contrat, pour un montant que la société prévoyait recouvrer auprès du client.

Conformément aux nouvelles directives appliquées en 2018, les produits d'exploitation sont comptabilisés lorsque nous avons satisfait à nos obligations de prestation en transférant le contrôle des biens ou des services promis à nos clients, selon un montant de contrepartie auquel nous nous attendons à avoir droit en échange de ces biens ou de ces services. Nous avons choisi d'avoir recours à une mesure de simplification pour comptabiliser les produits d'exploitation générés par les gazoducs aux États-Unis et certains gazoducs au Mexique sous contrats lorsque les montants sont facturés aux clients. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifient l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à des transferts intraentités d'actifs au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode rétrospective modifiée et ont donné lieu à un ajustement de 95 millions de dollars des bénéfices non répartis.

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfices non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales en suspens découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. La société a décidé d'adopter ces directives par anticipation au quatrième trimestre de 2018. Elle a eu recours à l'approche de portefeuille pour exclure les incidences fiscales du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les transférer dans les bénéfices non répartis. La société a appliqué ces directives de façon rétrospective à l'ouverture de la période d'adoption, ce qui a entraîné un ajustement de 17 millions de dollars des bénéfices non répartis.

Liquidités soumises à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du solde total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de façon rétrospective et elles n'ont eu aucune incidence sur nos états financiers consolidés.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Les nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et l'adoption anticipée est permise. Ces nouvelles directives, que nous avons choisi d'adopter en date du 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de manière prospective et n'ont pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Décomptabilisation d'actifs non financiers

En février 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les dispositions définissant le champ d'application des actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chacun des actifs distincts et qui modifient les directives sur la décomptabilisation d'un actif non financier distinct dans le cadre de transactions de vente partielles. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode transitoire rétrospective modifiée et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, et l'adoption anticipée est permise. Nous avons décidé d'adopter ces directives au quatrième trimestre de 2018 puisqu'elles simplifiaient le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les directives ont été appliquées de façon prospective et dans le cadre du test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition de 2018.

Modifications comptables futures

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les preneurs à bail classeront les contrats de location en tant que contrats de location-financement ou de location-exploitation, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. À l'heure actuelle, nous nous attendons à ce que la grande majorité de nos contrats de location dans lesquels nous intervenons en tant que bailleur soient toujours classés comme des contrats de location-exploitation en vertu de la nouvelle norme.

En janvier 2018, le FASB a publié une mesure de simplification facultative, aux fins de la transition, permettant d'omettre l'évaluation des servitudes non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location qui existaient ou qui étaient arrivées à échéance avant l'adoption par l'entité des nouvelles directives sur les contrats de location. L'entité qui choisit d'avoir recours à cette mesure de simplification est tenue de l'appliquer uniformément à la totalité de ses servitudes existantes ou échues non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location. Nous appliquerons cette mesure de simplification au moment du passage à la nouvelle norme.

Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée aux fins de l'application de la nouvelle norme à tous les contrats de location déjà en vigueur à la date de première application, soit le 1^{er} janvier 2019. En juillet 2018, le FASB a publié une option de transition qui dispense les entités d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elles présentent dans leurs états financiers de l'exercice au cours duquel la norme est adoptée. Nous appliquerons cette option de transition et utiliserons la date d'entrée en vigueur comme date de première application. Par conséquent, l'information financière ne sera pas mise à jour et les obligations d'information requises en vertu de la nouvelle norme ne seront pas présentées pour les dates et les périodes antérieures au 1^{er} janvier 2019.

Nous opterons pour la série de mesures de simplification qui permettent aux entités de ne pas réévaluer les conclusions antérieures concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon les règles de la nouvelle norme.

Nous sommes d'avis que les répercussions les plus importantes de l'adoption auront trait à la comptabilisation, au bilan, des nouveaux actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents à nos contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant nos activités locatives. Les directives n'auront pas d'incidence sur notre état des résultats. Au moment de l'adoption, nous comptabiliserons un actif au titre du droit d'utilisation d'environ 606 millions de dollars et des obligations additionnelles liées aux contrats de location-exploitation d'environ 600 millions de dollars, le calcul étant fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux résiduels au titre de la location pour ce qui est des contrats de location-exploitation existants. La nouvelle norme prévoit également des mesures de simplification applicables à la comptabilité courante. Nous choisirons l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme, et ce, pour l'ensemble des contrats de location admissibles. Ainsi, dans le cas de ces contrats de location admissibles, nous ne comptabiliserons pas d'actif au titre du droit d'utilisation ni d'obligation locative. De plus, nous appliquerons la mesure de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels nous sommes le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont nous sommes le bailleur.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, mais l'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, mais l'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU BAI COMPARABLE AU BÉNÉFICE SECTORIEL

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	2 379	2 144	2 182
Gazoducs – États-Unis	3 035	2 357	1 682
Gazoducs – Mexique	607	519	332
Pipelines de liquides	1 849	1 348	1 152
Énergie	752	1 030	1 281
Siège social	(59)	(21)	18
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Amortissement	(2 350)	(2 048)	(1 939)
BAII comparable	6 213	5 329	4 708
Postes particuliers :			
Dépréciation des actifs de Bison	(722)	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	(79)	—	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(5)	—	—
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	170	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	130	—	—
Gain de change – prêt intersociétés	5	63	—
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	(1 256)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(91)	(179)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(34)	(52)
Gain net (perte nette) sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	484	(844)
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	127	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	(1 085)
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	(332)
Coûts de restructuration	—	—	(22)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)
Activités de gestion des risques ¹	52	62	123
Bénéfice sectoriel	5 764	4 684	2 313

1 exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
Commercialisation des liquides	71	—	(2)
Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
Total des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	52	62	123

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

2018	T4	T3	T2	T1
Produits	3 904	3 156	3 195	3 424
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	928	785	734
Résultat comparable	946	902	768	864
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,19 \$	1,02 \$	0,88 \$	0,83 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	0,86 \$	0,98 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$

2017	T4	T3	T2	T1
Produits	3 617	3 195	3 230	3 407
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	861	612	881	643
Résultat comparable	719	614	659	698
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,98 \$	0,70 \$	1,01 \$	0,74 \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,82 \$	0,70 \$	0,76 \$	0,81 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

Dans les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice net trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions rendues par les organismes de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net annuels sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation des liquides;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent globalement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2018 sont exclus :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse attribuable aux mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars découlant de l'établissement des répercussions définitives de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts reportés de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts comptabilisé au titre de la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15 millions de dollars après les impôts se rapportant à Tuscarora;
- une perte nette de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2018 est également exclu :

- un bénéfice de 8 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2018 est également exclu :

- une perte de 11 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2018 est également exclu :

- un gain de 6 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, essentiellement attribuable au produit comptabilisé sur la vente de nos contrats de vente au détail.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 sont exclus :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2017 sont exclus :

- une perte supplémentaire nette de 12 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 30 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 8 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2017 sont exclus :

- un gain net de 265 millions de dollars, après les impôts, relatif à la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis qui comprenait un gain de 441 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de TC Hydro et une perte de 176 millions de dollars, après les impôts, sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne;
- une charge de 15 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 4 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont exclus :

- une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, relative à la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL;
- un recouvrement d'impôt de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2018

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017
Gazoducs – Canada	450	333
Gazoducs – États-Unis	(34)	461
Gazoducs – Mexique	128	93
Pipelines de liquides	532	(932)
Énergie	315	472
Siège social	23	63
Total du bénéfice sectoriel	1 414	490
Intérêts débiteurs	(603)	(541)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	140
Intérêts créditeurs et autres	(215)	(9)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	757	80
(Charge) recouvrement d'impôts	(38)	870
Bénéfice net	719	950
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	414	(49)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 133	901
Dividendes sur les actions privilégiées	41	40
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	861
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)	1,19 \$	0,98 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 231 millions de dollars (0,21 \$ par action) comparativement à la même période en 2017 en raison principalement des variations du bénéfice net indiquées ci-dessous et de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission ACM.

Les résultats du quatrième trimestre de 2018 comprennent :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de notre participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse attribuable aux mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars découlant de l'établissement des répercussions définitives de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts reportés de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15 millions de dollars après les impôts se rapportant à Tuscarora;
- une perte de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Les résultats du quatrième trimestre de 2017 comprennent :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	861
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(143)	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(115)	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(52)	(804)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(27)	(64)
Résiliation des contrats liant Bison	(25)	—
Dépréciation des actifs de Bison	140	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	15	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	7	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(136)
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	954
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	9
Activités de gestion des risques ¹	54	(101)
Résultat comparable	946	719
Bénéfice net par action ordinaire	1,19 \$	0,98 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(0,16)	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(0,13)	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(0,06)	(0,92)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(0,03)	(0,08)
Résiliation des contrats liant Bison	(0,03)	—
Dépréciation des actifs de Bison	0,16	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	0,02	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(0,16)
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	1,09
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,01
Activités de gestion des risques ¹	0,06	(0,10)
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	0,82 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
Commercialisation des liquides	81	15
Installations énergétiques au Canada	—	6
Installations énergétiques aux États-Unis	20	136
Stockage de gaz naturel	(5)	7
Change	(169)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	19	(62)
Total des (pertes) gains non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	(54)	101

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre	
	2018	2017
BAIIA comparable	2 453	1 903
Ajustements :		
Amortissement	(681)	(516)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(603)	(541)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	140
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	11	56
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(268)	(234)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(86)	(49)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)
Résultat comparable	946	719

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2018 et de 2017

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2018 a été supérieur de 550 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2017, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la reprise de l'amortissement accru par suite de la hausse tarifaire approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017;
- le résultat plus élevé des gazoducs au Mexique par suite de changements dans le moment de la constatation des produits d'exploitation;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation.

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2018 a été supérieur de 227 millions de dollars, ou 0,21 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de l'amortissement, principalement en ce qui concerne les gazoducs au Canada, à cause de la hausse des taux d'amortissement approuvés dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL (hausse entièrement recouverte, comme en témoigne la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus, et qui n'a donc aucune incidence nette sur le résultat comparable) et de l'augmentation de l'amortissement découlant des nouveaux projets mis en service en 2017 et en 2018;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des pertes réalisées en 2018 alors qu'ils s'étaient soldés par des gains réalisés en 2017.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a augmenté de 117 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 et équivaut au BAII comparable.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de la même période de 2017, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux et d'une hausse des revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, en raison principalement de la hausse des revenus incitatifs découlant de la comptabilisation, pour l'exercice complet, de l'incidence de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020 sur réception de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal.

Le BAIIA comparable a augmenté de 249 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la période correspondante de 2017 principalement grâce à la reprise de l'amortissement accru découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ concernant le réseau principal au Canada et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL et par suite de la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs. L'incidence sur un exercice complet de la hausse de l'amortissement, des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs découlant de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal au Canada a été prise en compte au quatrième trimestre de 2018.

L'amortissement a augmenté de 132 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, principalement en raison de l'augmentation des taux d'amortissement approuvée dans le cadre de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal et du règlement visant le réseau de NGTL pour 2018-2019, ainsi que des installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2018.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 495 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017.

Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2018 comprenait les éléments suivants :

- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars se rapportant à Tuscarora;
- une somme de 130 millions de dollars au titre des paiements de résiliation reçus à l'égard de deux contrats de transport conclus par Bison, constatée dans les produits.

Ces montants sont présentés avant les impôts et la réduction au titre des participations sans contrôle de 74,5 % dans TC Pipelines, LP et ils ont été exclus du calcul du BAII comparable. L'appréciation du dollar américain au quatrième trimestre de 2018 a eu une incidence favorable sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2017.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 138 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2017, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service ainsi que les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés en 2017, en partie contrebalancée par une réduction de certains tarifs de Columbia Gas par suite de la réforme fiscale aux États-Unis.

L'amortissement a augmenté de 18 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017 par suite de la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 et est l'équivalent du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 24 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de 2017, en raison de l'incidence :

- de l'accroissement des produits d'exploitation faisant suite aux changements apportés au moment de leur constatation;

- de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada. Les intérêts débiteurs sur ce prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social;
- des résultats supplémentaires attribuables à une hausse des tarifs accordés par la CRE.

L'amortissement est resté à peu près constant pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 1 464 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, et il tient compte des postes particuliers suivants :

- une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts inscrite en 2017 relativement au pipeline Énergie Est et aux projets connexes;
- des coûts de 11 millions de dollars, avant les impôts inscrits en 2017 relativement au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, qui avaient été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 137 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de la même période de 2017, en raison principalement des facteurs suivants :

- l'augmentation des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- les apports supplémentaires des pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- la réduction des coûts liés à l'expansion des affaires du fait de la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL en 2018;
- l'appréciation du dollar américain, qui a eu une incidence favorable sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

L'amortissement a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'incidence de l'appréciation du dollar américain.

Énergie

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 157 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2018, un gain de 170 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- une perte nette de 10 millions de dollars avant les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable du secteur de l'énergie en 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats devrait s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de 2020;
- en 2017, un gain de 127 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- en 2017, un gain net de 15 millions de dollars avant les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés aux prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a diminué de 47 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution du résultat de Bruce Power, imputable principalement à la baisse des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est par suite de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018 et de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017, en partie compensées par la hausse des marges réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest sur des volumes d'électricité accrus;

- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel causée par les contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain, qui ont limité notre capacité à accéder à nos installations de stockage, et par le resserrement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés qui en a découlé.

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 en raison principalement de la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente au 30 juin 2018.

Siège social

Le bénéfice sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 a diminué de 40 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2017 et il comprend les postes particuliers suivants :

- des gains de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos qui représente notre quote-part du financement du projet Sur de Texas. Une perte de change correspondante est comptabilisée dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés et compense la totalité de ce gain.

Le BAIIA comparable a diminué de 33 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, par rapport à la période correspondante de 2017, essentiellement à cause de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
PJ/j	pétajoule par jour
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

ACM	Programme 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, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (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	Convention d'achat d'électricité
CALT	Compte d'ajustement à long terme
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TransCanada
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CCIR	Carbon Competitiveness Incentive Regulation
CEPA	Canadian Energy Pipeline Association
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CGA	Canadian Gas Association
CRE	Comisión Reguladora de Energia, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SGER	Specified Gas Emitters Regulation (règlement remplacé par le CCIR)
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TSX	Bourse de Toronto

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR ») et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2018 et 2017 et met en évidence les changements importants survenus entre 2017 et 2016, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »). À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2018 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés et de l'efficacité des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la société.



Russell K. Girling
Président et chef de la direction



Donald R. Marchand
Vice-président directeur et chef des finances

Le 13 février 2019

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires de TransCanada Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de TransCanada Corporation (la « société ») aux 31 décembre 2018 et 2017, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2018 et 2017, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, et dans notre rapport daté du 13 février 2019, nous avons exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures d'audit en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages des éléments probants à l'égard des montants et des informations à fournir dans les états financiers consolidés. Nos audits comprennent également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

KPMG S.P.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Nous sommes les auditeurs de la société depuis 1956.

Calgary, Canada

Le 13 février 2019

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransCanada Corporation

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Pipelines Limited (la « société ») au 31 décembre 2018, en nous fondant sur les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À notre avis, la société a maintenu, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), des bilans consolidés de la société aux 31 décembre 2018 et 2017, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 13 février 2019 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière ainsi que l'appréciation, incluse dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint, de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à notre opinion.

Définitions et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui :

- 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société;
- 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et
- 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

KPMG S.R.L. / SENC.R.L.

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada
Le 13 février 2019

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Produits (note 5)			
Gazoducs – Canada	4 038	3 693	3 682
Gazoducs – États-Unis	4 314	3 584	2 526
Gazoducs – Mexique	619	570	378
Pipelines de liquides	2 584	2 009	1 755
Énergie	2 124	3 593	4 206
	13 679	13 449	12 547
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	714	773	514
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 591	3 906	3 861
Achats de produits de base revendus	1 488	2 382	2 172
Impôts fonciers	569	569	555
Amortissement	2 350	2 055	1 939
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	801	1 257	1 388
	8 799	10 169	9 915
Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (note 26)	170	631	(833)
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 17)	2 265	2 069	1 998
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(526)	(507)	(419)
Intérêts créditeurs et autres	76	(184)	(103)
	1 815	1 378	1 476
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837
Charge (recouvrement) d'impôts (note 16)			
Exigibles	315	149	156
Reportés	284	566	196
Reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	(167)	(804)	—
	432	(89)	352
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 19)	(185)	238	252
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	3 702	3 157	233
Dividendes sur les actions privilégiées	163	160	109
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Bénéfice net par action ordinaire (note 20)			
De base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
Dilué	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 20)			
De base	902	872	759
Dilué	903	874	760

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 358	(749)	3
Reclassement de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	(77)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(42)	—	(10)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(10)	3	30
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	21	(2)	42
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(114)	(11)	(26)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	15	16	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	86	(106)	(87)
Autres éléments du résultat étendu (note 22)	1 314	(926)	(32)
Résultat étendu	4 831	2 469	453
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(13)	83	241
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	4 844	2 386	212
Dividendes sur les actions privilégiées	163	160	109
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	4 681	2 226	103

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Amortissement	2 350	2 055	1 939
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	801	1 257	1 388
Impôts reportés (note 16)	284	566	196
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018 (note 16)	(167)	(804)	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(714)	(773)	(514)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	985	970	844
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 23)	(35)	(64)	(3)
(Gain) perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (note 26)	(170)	(631)	833
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(374)	(362)	(253)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	220	(149)	(149)
Autres	(40)	43	55
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 25)	(102)	(273)	248
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(9 418)	(7 383)	(5 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(496)	(146)	(295)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 9)	(1 015)	(1 681)	(765)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(13 608)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement (note 12)	470	634	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	121	362	727
Montants reportés et autres	(295)	(168)	159
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	817	1 038	(329)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	6 238	3 643	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(3 550)	(7 085)	(7 153)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	3 468	1 549
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 571)	(1 339)	(1 436)
Dividendes sur les actions privilégiées	(158)	(155)	(100)
Distributions aux participations sans contrôle	(225)	(283)	(279)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 148	274	7 747
Actions ordinaires rachetées (note 20)	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 474
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	49	225	215
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	73	(39)	(127)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(643)	73	166
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	1 089	1 016	850
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	446	1 089	1 016

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	446	1 089
Débiteurs	2 535	2 522
Stocks	431	378
Actifs destinés à la vente (note 6)	543	—
Autres (note 7)	1 180	691
	5 135	4 680
Immobilisations corporelles (note 8)	66 503	57 277
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	7 113	6 366
Actifs réglementaires (note 10)	1 548	1 376
Écart d'acquisition (note 11)	14 178	13 084
Prêt à une société liée (note 9)	1 315	919
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	1 921	1 484
Placements restreints	1 207	915
	98 920	86 101
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 13)	2 762	1 763
Créditeurs et autres (note 14)	5 408	4 057
Dividendes à payer	668	586
Intérêts courus	646	605
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 17)	3 462	2 866
	12 946	9 877
Passifs réglementaires (note 10)	3 930	4 321
Autres passifs à long terme (note 15)	1 008	727
Passifs d'impôts reportés (note 16)	6 026	5 403
Dette à long terme (note 17)	36 509	31 875
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	7 508	7 007
	67 927	59 210
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 20)	23 174	21 167
Émises et en circulation :		
31 décembre 2018 – 918 millions d'actions		
31 décembre 2017 – 881 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 21)	3 980	3 980
Surplus d'apport	17	—
Bénéfices non répartis	2 773	1 623
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 22)	(606)	(1 731)
Participations assurant le contrôle	29 338	25 039
Participations sans contrôle (note 19)	1 655	1 852
	30 993	26 891
	98 920	86 101

Engagements, éventualités et garanties (note 27)

Coûts de restructuration (note 28)

Entités à détenteurs de droits variables (note 29)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling, Administrateur



John E. Lowe, Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Actions ordinaires (note 20)			
Solde au début de l'exercice	21 167	20 099	12 102
Actions émises			
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission	1 118	216	—
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	855	790	177
À l'exercice d'options sur actions	34	62	74
Aux termes d'appels publics à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	—	—	7 752
Actions rachetées	—	—	(6)
Solde à la fin de l'exercice	23 174	21 167	20 099
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	3 980	3 980	2 499
Actions émises aux termes d'appels publics à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 481
Solde à la fin de l'exercice	3 980	3 980	3 980
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	—	—	7
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	10	6	6
Dilution découlant des parts de TC PipeLines, LP émises	7	26	24
Transfert d'actifs à TC PipeLines, LP	—	(202)	(38)
Acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	(171)	—
Rachat d'actions ordinaires (note 20)	—	—	(8)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	341	9
Solde à la fin de l'exercice	17	—	—
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	1 623	1 138	2 769
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	3 702	3 157	233
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 501)	(2 184)	(1 733)
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(159)	(122)
Ajustement de l'incidence fiscale des transferts d'actifs à TC Pipelines, LP (note 3)	95	—	—
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis (note 3)	17	—	—
Ajustements des paiements à base d'actions versés aux salariés	—	12	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	(341)	(9)
Solde à la fin de l'exercice	2 773	1 623	1 138
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(1 731)	(960)	(939)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 22)	1 142	(771)	(21)
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis (note 3)	(17)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	(606)	(1 731)	(960)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	29 338	25 039	24 257
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 852	1 726	1 717
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(185)	238	252
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	172	(155)	(11)
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	49	225	215
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(9)	(41)	(40)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(224)	(280)	(279)
Reclassement depuis (vers) les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	—	106	(1 179)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	33	—
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	—	—	1 051
Solde à la fin de l'exercice	1 655	1 852	1 726
Total des capitaux propres	30 993	26 891	25 983

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TRANSCANADA

TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans cinq secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie, chacun de ces secteurs proposant des produits et des services différents. Par ailleurs, le secteur Siège social de la société regroupe des fonctions administratives et intégrées qui assurent la gouvernance, le financement et d'autres services de soutien aux secteurs d'activités de la société.

Gazoducs – Canada

Le secteur des gazoducs au Canada est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 40 686 km (25 281 milles).

Gazoducs – États-Unis

Le secteur des gazoducs aux États-Unis est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 50 199 km (31 192 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi³ et de services intermédiaires et d'autres actifs.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 1 670 km (1 038 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides consiste en des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs d'une longueur de 4 874 km (3 030 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans 10 centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des actifs en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona. Au 31 décembre 2018, la centrale de Coolidge a été classée dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »). Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de TransCanada et de ses filiales. La société consolide des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire ainsi que des entités à détenteurs de droits de vote dans lesquelles elle détient une participation financière conférant le contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TransCanada suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TransCanada constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. Elle doit formuler certaines estimations et poser certains jugements qui ont une incidence significative sur les états financiers consolidés sans toutefois comporter un degré appréciable de subjectivité ou d'incertitude. L'incidence des autres estimations et jugements est également significative; toutefois, les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent également sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective.

Les estimations et jugements importants utilisés dans la préparation des états financiers consolidés qui intègrent des hypothèses fort incertaines ou de nature subjective comprennent notamment :

- la juste valeur des immobilisations corporelles et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 8 et 9);
- la juste valeur de l'écart d'acquisition (note 11);
- la juste valeur des actifs incorporels (note 12);
- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 26).

Les estimations et jugements importants intervenant dans la préparation des états financiers consolidés, fournis par un expert indépendant ou qui ne comportent pas d'hypothèses fort incertaines ou subjectives, comprennent notamment :

- les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 10);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 15);
- les provisions pour les impôts sur le bénéficiaire, y compris la réforme fiscale aux États-Unis (note 16);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23);
- la juste valeur des instruments financiers (note 24);
- les provisions au titre des engagements, éventualités et garanties (note 27) et les coûts de restructuration (note 28).

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Certains gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique et certains actifs de stockage de gaz naturel sont réglementés en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), de l'Alberta Energy Regulator (« AER ») ou de la BC Oil and Gas Commission (« OGC »). Les gazoducs, les pipelines de liquides et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Au Mexique, les gazoducs réglementés sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TransCanada, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Un actif est admissible à la CATR lorsqu'il satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de recouvrir le coût inhérent à la prestation des services ou à la fourniture de produits;
- il est raisonnable de supposer que les tarifs dont les montants permettront de recouvrir ce coût pourront être facturés aux clients (et perçus auprès de ces derniers), compte tenu de la demande des services ou produits et de la concurrence directe et indirecte.

Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas aux pipelines de liquides de la société, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ces réseaux n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges. Il n'est pas prévu que le gazoduc Coastal GasLink applique la CATR une fois qu'il sera en activité.

Constatation des produits

Gazoducs – Canada

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs au Canada de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les produits des gazoducs au Canada de la société sont assujettis aux décisions réglementaires de l'ONÉ. Les droits visant ces gazoducs sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les gazoducs de la société au Canada ne sont généralement pas touchés par les risques liés aux variations des produits et de la plupart des coûts. Ces variations font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les produits constatés avant que l'ONÉ ne rende une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision. Les services et produits liés aux gazoducs au Canada sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Gazoducs – États-Unis

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs aux États-Unis de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les gazoducs de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, une partie des produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement si le montant a été facturé au cours d'une période intermédiaire aux termes d'une instance tarifaire en cours. Des provisions pour ces remboursements éventuels sont constatées à l'aide des meilleures estimations de la direction en fonction des faits et circonstances se rapportant à l'instance. Toute provision comptabilisée au cours du processus d'instance donne lieu à un remboursement lorsque la décision tarifaire définitive est rendue. Les services et produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Stockage de gaz naturel et autres

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société aux États-Unis sont générés principalement au moyen de contrats de stockage visant des capacités fermes garanties. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de gaz naturel stocké, y compris des indications quant au volume de gaz naturel pouvant être injecté ou retiré quotidiennement. Les produits sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité ferme garantie sans égard aux volumes de gaz naturel stockés, et au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. Les services et produits liés aux services de stockage de gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

Les produits tirés des services intermédiaires de transport du gaz naturel de la société qui comprennent la collecte, la transformation, le conditionnement, le traitement, la compression et la manutention de liquides proviennent d'engagements contractuels et ils sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. La société détient aussi des droits miniers afférents à certaines installations de stockage de gaz naturel. Ces droits miniers peuvent être loués ou fournis aux producteurs de gaz naturel contre des droits de redevance lesquels sont constatés au stade de la production du gaz naturel et des liquides connexes. Les services et produits liés aux services intermédiaires de transport du gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel pour lequel elle fournit des services intermédiaires.

Gazoducs – Mexique

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des gazoducs de la société au Mexique sont recouverts surtout en fonction des contrats de capacité ferme négociés et approuvés par la CRE et ils sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux gazoducs au Mexique sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Pipelines de liquides

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des pipelines de liquides de la société sont générés surtout en fonction des ententes de capacité ferme offertes aux clients visant le transport du pétrole brut. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de pétrole brut et au transport de celui-ci sur une base mensuelle. Les produits tirés de ces ententes sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats sans égard aux volumes de pétrole brut transportés. Les produits afférents aux services interruptibles ou aux services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux pipelines de liquides sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du pétrole brut qu'elle transporte pour les clients.

Énergie

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie de la société découlent principalement d'engagements contractuels à long terme visant à fournir de l'électricité pour satisfaire à la demande du marché ainsi que de la vente d'électricité tant aux marchés centralisés qu'aux clients. Les produits tirés de la production d'électricité incluent aussi des produits provenant de la vente de vapeur aux clients. Les produits et les paiements de capacité sont constatés lorsque les services sont fournis et que l'électricité et la vapeur ont été livrées. Les services et produits liés à la production d'électricité sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle.

Stockage de gaz naturel et autres

Les contrats de stockage de gaz naturel non réglementé comprennent des ententes visant le parc de gazoducs, les prêts et le stockage à terme. Les produits sont constatés lorsque le service est rendu. Les services et produits liés aux contrats de stockage à terme sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. Les produits dégagés par la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les produits tirés des services complémentaires sont constatés lorsque le service est rendu. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et les stocks de combustible, de pétrole brut en transit et de gaz naturel stocké, sont constatés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette.

Actifs destinés à la vente

La société classe les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre en marché un groupe destiné à être cédé et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente se réalise au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et toute perte est comptabilisée dans le bénéfice net. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée une fois que les actifs sont classés comme étant destinés à la vente.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 1 % à 7 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et un crédit correspondant est inscrit dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz naturel. Le carburant de base n'est pas amorti.

Lorsque des gazoducs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une immobilisation corporelle hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Services intermédiaires et autres actifs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation des actifs intermédiaires sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les installations de collecte et de traitement sont amorties à des taux annuels se situant entre 1,7 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles sont amorties à divers taux. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

À titre de partenaire détenant une participation directe, la société participe à la mise en valeur de la superficie de certains gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Grâce à cette participation directe, la société peut investir dans les activités de forage en plus de recevoir un droit de redevance sur la production des puits. La société recourt à la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les activités de production de gaz naturel et de pétrole brut résultant de sa quote-part des activités de forage. Les coûts liés aux puits sont capitalisés et amortis selon le mode des unités d'œuvre.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines de liquides sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 2,5 %; des taux divers s'appliquent aux autres immobilisations et au matériel. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Énergie

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur de l'énergie sont comptabilisées au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon le mode linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût

des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel non réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base n'est pas amorti.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon le mode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Coûts de projet capitalisés

La société capitalise les coûts de projet dès qu'il est probable que les travaux parviennent à la phase de construction ou que les coûts sont vraisemblablement recouvrables. La société capitalise également les intérêts débiteurs relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés en cours d'aménagement. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé. Ces projets sont de plus grande envergure et nécessitent généralement l'approbation des organismes de réglementation ou autres avant que ne débutent les travaux de construction. Une fois les autorisations reçues, les projets sont transférés aux immobilisations corporelles en construction.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles, ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation et ses projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a une perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs à l'égard d'une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimatif d'un actif à long terme est inférieur à la valeur comptable de l'actif en question, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'actif.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis est classé dans l'écart d'acquisition. Ce dernier n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a une baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a une baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. Si la société conclut qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, elle procède alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. La société peut choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la société compare la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable incluant l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur.

Prêts et créances

Les prêts à des sociétés liées et les débiteurs sont évalués au coût.

Conventions d'achat d'électricité

Une convention d'achat d'électricité (« CAE ») est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les CAE aux termes desquelles TransCanada vend de l'électricité ont été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation dans le cas où la société est le bailleur. En 2016, la société a résilié ses CAE en Alberta aux termes desquelles elle avait acheté de l'électricité, et elle a inscrit une charge de dépréciation. Antérieurement à leur résiliation, pratiquement toutes ces CAE ont aussi été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation, dans le cas où TransCanada était le bailleur, et les paiements initiaux pour l'acquisition de ces CAE ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon le mode linéaire sur la durée des contrats. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en

fonction de modalités semblables. Ces CAE sous-louées ont été également comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et les marges réalisées sur ces dernières ont été constatées dans les produits d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Actifs incorporels et autres actifs » pour un complément d'information.

Placements restreints

La société détient certains placements dont le retrait et l'affectation font l'objet de restrictions. Ces placements restreints sont classés comme étant disponibles à la vente à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'ONÉ, TransCanada doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines réglementés par l'ONÉ au Canada. Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent, et sont comptabilisés à titre de placements restreints. Les placements restreints au titre de l'ICQF ne peuvent être affectés qu'au financement des activités de cessation d'exploitation des installations de pipeline réglementées par l'ONÉ. Par conséquent, un passif réglementaire correspondant est comptabilisé au bilan consolidé. La société détient d'autres placements restreints qui ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées dans le bénéfice net de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés aux gazoducs réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'organisme de réglementation. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont classés dans l'actif et le passif à court terme au bilan consolidé.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux charges d'exploitation et autres charges.

Les hypothèses suivantes sont utilisées en ce qui a trait aux OMHSI que comptabilise la société :

- le moment où l'immobilisation est censée être mise hors service;
- l'envergure et le coût des activités de cessation d'exploitation et de remise en état requises;
- les taux appropriés d'inflation et d'actualisation.

La société a comptabilisé des OMHSI visant ses installations non réglementées de stockage de gaz naturel, les droits miniers et certaines centrales électriques. Il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service de la plupart des immobilisations de la société liées aux gazoducs et aux pipelines de liquides, puisque la société entend les exploiter tant qu'il y a de l'offre et de la demande sur le marché. C'est pourquoi la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées et de certaines installations devant être mises hors service dans le cadre d'un programme de modernisation en cours qui améliorera l'intégrité des réseaux et la fiabilité des services ainsi que la souplesse du gazoduc Columbia Gas.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Ces estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés, et elles sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan consolidé au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont utilisés ou annulés (ou qu'ils ont fait l'objet d'un retrait) par les organismes gouvernementaux. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Aucune valeur n'est attribuée à des fins comptables aux droits accordés à la société ou générés par celle-ci. Au besoin, TransCanada comptabilise au bilan consolidé un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'opération. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires. Les options sur actions attribuées sont constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon le mode linéaire sur le reste de la période d'acquisition, avec un montant équivalent imputé au surplus d'apport. À l'exercice des options sur actions, les montants initialement constatés dans le surplus d'apport sont reclassés dans les actions ordinaires au bilan consolidé.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur le 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon le mode linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan consolidé le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net sur la durée moyenne résiduelle d'activité attendue des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon le mode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans le bénéfice net, exception faite des gains et des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les établissements soient vendus auquel cas les gains et les pertes seront reclassés dans le bénéfice net. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société et certains instruments dérivés désignés comme couverture ont été désignés en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan consolidé à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures sont inscrites dans les autres éléments du résultat étendu. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, les gains et les pertes de change sur les instruments de couverture sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont remboursés ou recouvrés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction et frais d'émission liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction et les frais d'émission liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon le mode linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société au nom d'une entité qu'elle détient partiellement ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou des immobilisations corporelles avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme. La libération de l'obligation est constatée sur la durée de la garantie ou au moment de son échéance ou de son règlement.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2018

Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits tirés de ces contrats conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis aux clients selon des montants qui tiennent compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services promis. Les biens ou services promis à un client représentent les « obligations de prestation » de la société. La contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Les produits d'exploitation variables de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant, l'incertitude et le moment de la comptabilisation des produits et des flux de trésorerie y afférents.

Les conventions comptables de la société en ce qui a trait à la comptabilisation des produits d'exploitation n'ont pas fait l'objet de changements majeurs depuis l'adoption des nouvelles directives portant sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 et de 2016 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits d'exploitation aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ». Conformément aux anciens PCGR des États-Unis, les produits d'exploitation étaient constatés lorsque les risques et les avantages étaient transférés aux clients par la société au moment de la fourniture des biens et des services aux termes du contrat, pour un montant que la société prévoyait recouvrer auprès du client.

Conformément aux nouvelles directives appliquées en 2018, les produits d'exploitation sont comptabilisés lorsque la société satisfait à ses obligations de prestation en transférant le contrôle des biens ou des services promis à ses clients, selon un montant de contrepartie qu'elle s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou de ces services. La société a choisi d'avoir recours à une mesure de simplification pour comptabiliser les produits d'exploitation générés par les gazoducs aux États-Unis et certains gazoducs au Mexique sous contrats lorsque les montants sont facturés aux clients. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Produits » pour un complément d'information portant sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifient l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à des transferts intraentités d'actifs au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode rétrospective modifiée et elles ont donné lieu à un ajustement de 95 millions de dollars des bénéfices non répartis.

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfices non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales en suspens découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. La société a décidé d'adopter ces directives par anticipation au quatrième trimestre de 2018. Elle a eu recours à l'approche de portefeuille pour exclure les incidences fiscales du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les transférer dans les bénéfices non répartis. La société a appliqué ces directives de façon rétrospective à l'ouverture de la période d'adoption, ce qui a entraîné un ajustement de 17 millions de dollars des bénéfices non répartis.

Liquidités soumises à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du solde total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de façon rétrospective et elles n'ont eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Ces nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et l'adoption anticipée est permise. Ces nouvelles directives, que la société a choisi d'adopter en date du 1^{er} janvier 2018 de manière prospective, n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Décomptabilisation d'actifs non financiers

En février 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les dispositions définissant le champ d'application des actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chacun des actifs distincts. Le FASB a aussi modifié les directives sur la décomptabilisation d'un actif non financier distinct dans le cadre de transactions de vente partielles. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode transitoire rétrospective modifiée et elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et l'adoption anticipée est permise. La société a décidé d'adopter ces directives au quatrième trimestre de 2018 puisqu'elles simplifiaient le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les directives ont été appliquées de façon prospective et dans le cadre du test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition de 2018.

Modifications comptables futures

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les preneurs à bail classeront les contrats de location en tant que contrats de location-financement ou de location-exploitation, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. À l'heure actuelle, la société s'attend à ce que la grande majorité de ses contrats de location dans lesquels elle intervient en tant que bailleur soient toujours classés comme des contrats de location-exploitation en vertu de la nouvelle norme.

En janvier 2018, le FASB a publié une mesure de simplification facultative, aux fins de la transition, permettant d'omettre l'évaluation des servitudes non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location qui existaient ou qui étaient arrivées à échéance avant l'adoption par l'entité des nouvelles directives sur les contrats de location. L'entité qui choisit d'avoir recours à cette mesure de simplification est tenue de l'appliquer uniformément à la totalité de ses servitudes existantes ou échues non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location. La société appliquera cette mesure de simplification au moment du passage à la nouvelle norme.

Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. La société adoptera la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée aux fins de l'application de la nouvelle norme à tous les contrats de location déjà en vigueur à la date de première application, soit le 1^{er} janvier 2019. En juillet 2018, le FASB a publié une option de transition qui dispense les entités d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elles présentent dans leurs états financiers de l'exercice au cours duquel la norme est adoptée. La société appliquera cette option de transition et utilisera la date d'entrée en vigueur comme date de première application. Par conséquent, l'information financière ne sera pas mise à jour et les obligations d'information requises en vertu de la nouvelle norme ne seront pas présentées pour les dates et les périodes antérieures au 1^{er} janvier 2019.

La société optera pour la série de mesures de simplification qui permettent aux entités de ne pas réévaluer les conclusions antérieures concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon les règles de la nouvelle norme.

La société est d'avis que les répercussions les plus importantes de l'adoption auront trait à la comptabilisation, au bilan, des nouveaux actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents à ses contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant les activités locatives de la société. Les directives n'auront pas d'incidence sur l'état des résultats de la société. Au moment de l'adoption, la société comptabilisera des actifs au titre de droits d'utilisation d'environ 606 millions de dollars et des obligations additionnelles liées aux contrats de location-exploitation d'environ 600 millions de dollars, le calcul étant fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux résiduels au titre de la location pour ce qui est des contrats de location-exploitation existants. La nouvelle norme prévoit également des mesures de simplification applicables à la comptabilité courante de la société. Cette dernière choisira l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme, et ce, pour l'ensemble de ses contrats de location admissibles. Ainsi, dans le cas de ces contrats de location admissibles, la société ne comptabilisera pas d'actif au titre du droit d'utilisation ni d'obligation locative. De plus, elle appliquera la mesure de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels elle est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, l'adoption anticipée étant toutefois permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, l'adoption anticipée étant toutefois permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	4 038	4 314	619	2 584	2 124	—	13 679
Produits intersectoriels	—	162	—	—	56	(218) ²	—
	4 038	4 476	619	2 584	2 180	(218)	13 679
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	256	22	64	355	5 ³	714
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 405)	(1 368)	(34)	(630)	(313)	159 ²	(3 591)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 488)	—	(1 488)
Impôts fonciers	(266)	(199)	—	(98)	(6)	—	(569)
Amortissement	(1 129)	(664)	(97)	(341)	(119)	—	(2 350)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	(801)	—	—	—	—	(801)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	170	—	170
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 250	1 700	510	1 579	779	(54)	5 764
Intérêts débiteurs							(2 265)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							526
Intérêts créditeurs et autres ³							(76)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 949
Charge d'impôts							(432)
Bénéfice net							3 517
Perte nette attribuable aux participations sans contrôle							185
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							3 702
Dividendes sur les actions privilégiées							(163)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							3 539
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	2 442	5 591	463	110	767	45	9 418
Projets d'investissement en cours d'aménagement	36	1	—	459	—	—	496
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	179	334	12	490	—	1 015
	2 478	5 771	797	581	1 257	45	10 929

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les pertes de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont incluses dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 693	3 584	570	2 009	3 593	—	13 449
Produits intersectoriels	—	51	—	—	—	(51) ²	—
	3 693	3 635	570	2 009	3 593	(51)	13 449
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	11	240	(9)	(3)	471	63 ³	773
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 300)	(1 340)	(42)	(623)	(550)	(51) ²	(3 906)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 382)	—	(2 382)
Impôts fonciers	(260)	(181)	—	(89)	(39)	—	(569)
Amortissement	(908)	(594)	(93)	(309)	(151)	—	(2 055)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	(1 236)	(21)	—	(1 257)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	631	—	631
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 236	1 760	426	(251)	1 552	(39)	4 684
Intérêts débiteurs							(2 069)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							507
Intérêts créditeurs et autres ³							184
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 306
Recouvrement d'impôts							89
Bénéfice net							3 395
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(238)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							3 157
Dividendes sur les actions privilégiées							(160)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							2 997
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	2 106	3 712	833	341	350	41	7 383
Projets d'investissement en cours d'aménagement	75	—	—	71	—	—	146
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	118	1 121	117	325	—	1 681
	2 181	3 830	1 954	529	675	41	9 210

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les pertes de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont incluses dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 682	2 526	378	1 755	4 206	—	12 547
Produits intersectoriels	—	56	—	—	—	(56) ²	—
	3 682	2 582	378	1 755	4 206	(56)	12 547
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	214	(3)	(1)	292	—	514
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 245)	(1 057)	(43)	(568)	(884)	(64) ²	(3 861)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 172)	—	(2 172)
Impôts fonciers	(267)	(120)	—	(88)	(80)	—	(555)
Amortissement	(875)	(425)	(45)	(292)	(302)	—	(1 939)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	—	(1 388)	—	(1 388)
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	(4)	—	—	(829)	—	(833)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 307	1 190	287	806	(1 157)	(120)	2 313
Intérêts débiteurs							(1 998)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							419
Intérêts créditeurs et autres							103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							837
Charge d'impôts							(352)
Bénéfice net							485
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							233
Dividendes sur les actions privilégiées							(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							124
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	1 372	1 517	944	668	473	33	5 007
Projets d'investissement en cours d'aménagement	153	—	—	142	—	—	295
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	5	198	327	235	—	765
	1 525	1 522	1 142	1 137	708	33	6 067

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Actif total par secteur		
Gazoducs – Canada	18 407	16 904
Gazoducs – États-Unis	44 115	35 898
Gazoducs – Mexique	7 058	5 716
Pipelines de liquides	17 352	15 438
Énergie	8 475	8 503
Siège social	3 513	3 642
	98 920	86 101

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Produits			
Canada – marché intérieur	4 187	3 618	3 697
Canada – exportations	1 075	1 255	1 177
États-Unis	7 798	8 006	7 295
Mexique	619	570	378
	13 679	13 449	12 547

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Immobilisations corporelles		
Canada	23 226	21 632
États-Unis	37 385	30 693
Mexique	5 892	4 952
	66 503	57 277

5. PRODUITS

Le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté les nouvelles directives du FASB sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients selon la méthode transitoire rétrospective modifiée à l'égard de tous les contrats en vigueur à la date d'adoption. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 et de 2016 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ».

Ventilation des produits

Le tableau suivant présente un sommaire du total des produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 038	3 549	614	2 079	—	10 280
Électricité	—	—	—	—	1 771	1 771
Stockage de gaz naturel et autres	—	654	5	3	81	743
	4 038	4 203	619	2 082	1 852	12 794
Autres produits ^{1, 2}	—	111	—	502	272	885
	4 038	4 314	619	2 584	2 124	13 679

1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location pour chacun des secteurs d'exploitation. Les produits tirés des contrats de location incluent certaines CAE à long terme ainsi que certaines ententes de capacité et certains contrats de transport visant les pipelines de liquides. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des nouvelles directives. Par conséquent, les produits afférents à ces contrats sont exclus des produits tirés de contrats conclus avec des clients. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits provenant des instruments financiers.

2 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

Les produits tirés de contrats conclus avec des clients sont comptabilisés déduction faite des impôts perçus auprès des clients, lesquels sont par la suite versés aux autorités gouvernementales. Les contrats que la société a conclus avec des clients s'entendent d'ententes de capacité et de contrats de transport visant les gazoducs et les pipelines de liquides, de contrats de production d'électricité, de stockage de gaz naturel et d'autres contrats.

Incidence sur les états financiers de l'adoption de la norme sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients

La société a adopté les nouvelles directives par application de la méthode transitoire rétrospective modifiée. Conformément à une mesure de simplification prévue aux termes de cette méthode transitoire, la société n'est pas tenue d'analyser les contrats achevés à la date d'adoption. Par suite de cette adoption, la société a procédé aux ajustements décrits ci-après en date du 1^{er} janvier 2018.

Ententes de capacité et transport

En ce qui a trait à certaines ententes de capacité portant sur le gaz naturel, les montants sont facturés au client conformément aux termes du contrat. Toutefois, les produits connexes sont constatés lorsque la société satisfait à son obligation de prestation visant à fournir une capacité garantie de façon proportionnelle sur la durée du contrat. La différence entre le moment où les produits sont constatés et la facturation des montants engendre un actif sur contrat ou un passif sur contrat en vertu des nouvelles directives portant sur la comptabilisation des produits. Dans le cadre des anciens PCGR des États-Unis, ces différences étaient prises en compte dans les débiteurs. En vertu des nouvelles directives, les actifs sur contrat sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs alors que les passifs sur contrat sont portés dans les créditeurs et autres et les autres passifs à long terme.

Incidence des nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits à la date d'adoption

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits sur les éléments du bilan consolidé de la société qui ont été présentés antérieurement :

(en millions de dollars canadiens)	Chiffres présentés au 31 décembre 2017	Ajustement	1 ^{er} janvier 2018
Actif à court terme			
Débiteurs	2 522	(62)	2 460
Autres ¹	691	79	770
Passif à court terme			
Créditeurs et autres ²	4 057	17	4 074

1 L'ajustement se rapporte aux actifs sur contrat inclus auparavant dans les débiteurs.

2 L'ajustement se rapporte aux passifs sur contrat inclus auparavant dans les débiteurs.

États financiers pro forma selon les anciens PCGR des États-Unis

Conformément aux nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits, les tableaux suivants présentent l'incidence pro forma sur les éléments visés au bilan consolidé au 31 décembre 2018 selon les anciens PCGR des États-Unis :

(en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2018	
	Chiffres présentés	Chiffres pro forma selon les anciens PCGR des États-Unis
Actif à court terme		
Débiteurs	2 535	2 694
Autres	1 180	1 021

Soldes des contrats

(en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2018	1 ^{er} janvier 2018
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 684	1 736
Actifs sur contrat ¹	159	79
Actifs sur contrat à long terme ²	21	—
Passifs sur contrat ³	11	17
Passifs sur contrat à long terme ⁴	121	—

1 Les actifs sur contrat sont portés dans les autres actifs à court terme du bilan consolidé.

2 Les actifs sur contrat à long terme sont portés dans les actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé.

3 Les passifs sur contrat englobent des produits reportés comptabilisés dans les créditeurs et autres du bilan consolidé. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, des produits de 17 millions de dollars qui étaient inclus dans les passifs sur contrat au début de l'exercice ont été comptabilisés.

4 Ces passifs tiennent compte des produits reportés, et ils sont portés dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé.

Les actifs sur contrat et les actifs sur contrat à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrat tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrat et les passifs sur contrat à long terme se rapportent surtout aux paiements de frais fixes de capacité pour des causes de force majeure reçus relativement à des ententes de capacité à long terme conclues au Mexique.

Produits futurs affectés aux obligations de prestations qui restent à remplir

Comme l'exigent les nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits, les informations qui suivent portent sur les produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir, représentant les produits contractuels qui n'ont pas encore été constatés. Certains contrats qui sont admissibles à l'une des mesures de simplification suivantes sont exclus des informations à présenter sur les produits futurs :

1. La durée initiale attendue du contrat ne dépasse pas un an.
2. La société comptabilise les produits tirés du contrat en fonction du montant facturé, lorsque ce montant représente la valeur qu'a pour le client le service qui lui est fourni à cette date. Il s'agit de la mesure de simplification appelée le droit de facturer.
3. Les produits variables tirés du contrat sont affectés en totalité à une obligation de prestation qui reste à remplir ou à une promesse non satisfaite de fournir un bien ou un service distinct dans le contrat à l'intérieur d'une série de biens ou de services distincts faisant partie d'une seule et même obligation de prestation. Une seule obligation de prestation survient lorsque les promesses dans le contrat représentent une série de services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme.

L'analyse qui suit porte sur le prix de transaction affecté à des obligations de prestation futures ainsi que sur les mesures de simplification utilisées par la société.

Ententes de capacité et transport

Au 31 décembre 2018, les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2043 se sont chiffrés à environ 30,1 milliards de dollars, dont une tranche de 6,0 milliards de dollars devrait être prise en compte en 2019.

Les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme n'englobent pas les ententes ou les produits variables faisant l'objet d'une limitation et pour lesquels la mesure de simplification afférente au droit de facturer a été appliquée. Par conséquent, ces montants ne sont pas représentatifs du total des produits futurs pouvant résulter de ces contrats.

Les produits futurs provenant des contrats de capacité ferme réglementés afférents aux gazoducs au Canada tiennent compte des produits fixes pour les intervalles de temps au cours desquels les droits en vertu des règlements tarifaires sont en vigueur, soit environ de un an à trois ans. Plusieurs de ces contrats sont à long terme et les produits tirés des obligations de prestation à remplir dont l'échéance dépasse celle du règlement tarifaire en cours sont considérés comme étant très limités du fait que les droits futurs sont inconnus. Les produits dégagés par ces contrats seront comptabilisés lorsque l'obligation de prestation visant à fournir une capacité aura été remplie et que l'organisme de réglementation aura approuvé les droits qui s'appliquent. De plus, la société considère les produits tirés des services de transport interruptibles comme étant des produits variables du fait que les volumes ne peuvent pas être estimés. Ces produits variables sont constatés une fois par mois lorsque la société a rempli son obligation de prestation et ont été exclus de la présentation de l'information portant sur les produits futurs du fait que la société applique la mesure de simplification se rapportant aux produits variables de ces contrats. Les produits variables futurs aux termes de ces contrats ont été affectés en totalité aux obligations de prestation non remplies au 31 décembre 2018.

Par ailleurs, la société a appliqué la mesure de simplification afférente au droit de facturer à toutes ses ententes de capacité réglementées relatives aux gazoducs aux États-Unis et à certaines de ses ententes relatives aux gazoducs au Mexique de même qu'aux produits d'intermédiaire. Les produits tirés des ententes de capacité réglementées sont constatés en fonction des droits courants et les produits d'intermédiaire découlent du recouvrement des charges d'exploitation. Ces produits sont comptabilisés une fois par mois, soit lorsque la société a fourni le service, et ils sont exclus de la présentation d'information sur les produits futurs.

Les produits générés par les ententes de capacité relatives aux pipelines de liquides sont assortis d'une composante variable en fonction des volumes de liquides transportés. Par conséquent, ces produits variables sont exclus de la présentation d'information sur les produits futurs étant donné que la société recourt à une mesure de simplification afférente aux produits variables relativement à ces contrats. Les produits variables futurs tirés de ces contrats ont été affectés en totalité aux obligations de prestations non remplies au 31 décembre 2018.

Électricité

La société a contracté des contrats à long terme de production d'électricité s'étalant jusqu'en 2030. Les produits tirés des centrales électriques sont assortis d'une composante variable afférente aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société. Ces produits sont considérés comme étant très limités et ils sont pris en compte une fois par mois lorsque la société a rempli l'obligation de prestation. La société recourt aussi à la mesure de simplification afférente aux produits variables de ces contrats. Par conséquent, les produits futurs pouvant être tirés de ces contrats sont exclus de la présentation de l'information.

Stockage de gaz naturel et autres

Au 31 décembre 2018, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2033, se sont établis à environ 1,2 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 283 millions de dollars devrait être constatée en 2019. La société utilise les mesures de simplification relatives aux contrats dont l'échéance est d'au plus un an et lorsqu'elle constate une contrepartie variable. Par conséquent, les produits connexes sont exclus de la présentation d'information relative aux produits futurs. C'est pourquoi ce montant est inférieur au total des produits futurs pouvant résulter de ces contrats.

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

Centrale de Coolidge

Le 14 décembre 2018, TransCanada a conclu une entente visant la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC pour un produit d'environ 465 millions de dollars US, sous réserve du moment de l'application des ajustements de clôture et des ajustements connexes. En janvier 2019, en vertu des modalités de la convention d'achat d'électricité de la centrale de Coolidge, Salt River Project Agriculture Improvement and Power District, la contrepartie à cette convention, a exercé son droit de premier refus en ce qui a trait à cette vente.

La vente donnera lieu à un gain estimatif d'environ 65 millions de dollars (50 millions de dollars après les impôts), lequel comprend l'incidence de gains de change estimatifs de 10 millions de dollars. Ce gain sera pris en compte à la clôture de la transaction de vente, qui devrait se réaliser au milieu de 2019.

Au 31 décembre 2018, les actifs et passifs connexes du secteur de l'énergie étaient classés comme étant destinés à la vente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	
Actifs destinés à la vente	
Débiteurs	6
Immobilisations corporelles	537
Total des actifs destinés à la vente	543
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	
Autres passifs à long terme	(3)
Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente¹	(3)

1 Compris dans les crédateurs et autres du bilan consolidé.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	737	332
Actifs sur contrat (note 5)	159	—
Actifs réglementaires (note 10)	83	23
Trésorerie en garantie	55	99
Charges payées d'avance	41	109
Autres	105	128
	1 180	691

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018			2017		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	10 764	4 500	6 264	10 153	4 190	5 963
Postes de compression	3 289	1 677	1 612	3 021	1 593	1 428
Postes de comptage et autres	1 247	613	634	1 188	569	619
	15 300	6 790	8 510	14 362	6 352	8 010
En construction	2 111	—	2 111	940	—	940
	17 411	6 790	10 621	15 302	6 352	8 950
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 077	6 777	3 300	9 763	6 455	3 308
Postes de compression	3 642	2 656	986	3 605	2 499	1 106
Postes de comptage et autres	652	241	411	655	207	448
	14 371	9 674	4 697	14 023	9 161	4 862
En construction	149	—	149	156	—	156
	14 520	9 674	4 846	14 179	9 161	5 018
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	1 842	1 420	422	1 815	1 363	452
En construction	124	—	124	4	—	4
	1 966	1 420	546	1 819	1 363	456
	33 897	17 884	16 013	31 300	16 876	14 424
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	6 711	251	6 460	3 550	125	3 425
Postes de compression	2 932	132	2 800	1 547	64	1 483
Postes de comptage et autres	2 884	75	2 809	2 306	37	2 269
	12 527	458	12 069	7 403	226	7 177
En construction	4 347	—	4 347	3 332	—	3 332
	16 874	458	16 416	10 735	226	10 509
ANR						
Pipeline	1 600	443	1 157	1 427	365	1 062
Postes de compression	1 978	388	1 590	1 582	286	1 296
Postes de comptage et autres	1 217	324	893	961	268	693
	4 795	1 155	3 640	3 970	919	3 051
En construction	272	—	272	358	—	358
	5 067	1 155	3 912	4 328	919	3 409

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018			2017		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
GTN	2 322	951	1 371	2 107	822	1 285
Great Lakes	2 180	1 251	929	1 988	1 113	875
Columbia Gulf	1 753	74	1 679	1 115	37	1 078
Midstream	1 212	91	1 121	1 085	54	1 031
Autres ²	1 190	474	716	1 950	574	1 376
	8 657	2 841	5 816	8 245	2 600	5 645
En construction	846	—	846	699	—	699
	9 503	2 841	6 662	8 944	2 600	6 344
	31 444	4 454	26 990	24 007	3 745	20 262
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	3 172	301	2 871	2 872	214	2 658
Postes de compression	506	41	465	448	30	418
Postes de comptage et autres	640	91	549	573	65	508
	4 318	433	3 885	3 893	309	3 584
En construction	1 990	—	1 990	1 368	—	1 368
	6 308	433	5 875	5 261	309	4 952
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 780	1 271	8 509	9 002	992	8 010
Matériel de pompage	1 065	184	881	1 022	152	870
Réservoirs et autres ³	3 598	488	3 110	3 314	385	2 929
	14 443	1 943	12 500	13 338	1 529	11 809
En construction ⁴	18	—	18	456	—	456
	14 461	1 943	12 518	13 794	1 529	12 265
Pipelines en Alberta ⁵						
Pipeline	762	22	740	748	3	745
Matériel de pompage	104	3	101	104	—	104
Réservoirs et autres	291	8	283	259	1	258
	1 157	33	1 124	1 111	4	1 107
En construction	84	—	84	47	—	47
	1 241	33	1 208	1 158	4	1 154
	15 702	1 976	13 726	14 952	1 533	13 419
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel ⁶	2 062	708	1 354	2 645	743	1 902
Énergie éolienne ⁷	—	—	—	673	204	469
Stockage de gaz naturel et autres	741	169	572	734	156	578
	2 803	877	1 926	4 052	1 103	2 949
En construction	1 735	—	1 735	1 028	—	1 028
	4 538	877	3 661	5 080	1 103	3 977
Siège social	448	210	238	411	168	243
	92 337	25 834	66 503	81 011	23 734	57 277

- 1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP, Great Lakes et Coastal GasLink.
- 2 Ces données comprennent Portland, North Baja, Tuscarora et Crossroads ainsi que Bison en 2017. La valeur comptable résiduelle de Bison était entièrement dépréciée en date au 31 décembre 2018.
- 3 Ces données comprennent les réservoirs qui sont comptabilisés à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2018 se sont élevés à respectivement 194 millions de dollars et 23 millions de dollars (respectivement 184 millions de dollars et 19 millions de dollars en 2017) alors qu'en 2018, des produits de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2017; 16 millions de dollars en 2016) ont été constatés.
- 4 Certains coûts afférents au projet Keystone XL avaient été pris en compte dans les immobilisations corporelles au 31 décembre 2017. En 2018, ces coûts ont été reclassés dans les projets d'investissement en cours d'aménagement étant donné que la société a recommencé à capitaliser les coûts d'aménagement du projet Keystone XL.
- 5 Ces données comprennent Northern Courier et White Spruce. Northern Courier est comptabilisé à titre de contrat de location-exploitation et a été mis en service le 1^{er} novembre 2017. Le coût et l'amortissement cumulé de cette installation au 31 décembre 2018 se sont élevés à respectivement 1 130 millions de dollars et 32 millions de dollars (respectivement 1 111 millions de dollars et 4 millions de dollars en 2017) alors qu'en 2018, des produits de 142 millions de dollars (20 millions de dollars en 2017) ont été constatés.
- 6 Ces données comprennent la centrale de Coolidge, Grandview, Bécancour, Halton Hills et les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta. La centrale de Coolidge, Grandview et Bécancour détiennent des CAE à long terme qui sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2018 se sont élevés à respectivement 655 millions de dollars et 268 millions de dollars (respectivement 1 264 millions de dollars et 354 millions de dollars en 2017). Au 31 décembre 2018, le coût et l'amortissement cumulé de la centrale de Coolidge ont été reclassés dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information. En 2018, des produits de 216 millions de dollars (215 millions de dollars en 2017; 212 millions de dollars en 2016) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE afférents à ces actifs.
- 7 La société a réalisé la vente de ses actifs liés à Cartier Énergie éolienne le 24 octobre 2018. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Dépréciation de Bison

Au 31 décembre 2018, la société a soumis à un test de dépréciation sa participation dans son gazoduc Bison et résilié certaines conventions de transport pour des clients. En résiliant ces conventions, la société n'est plus tenue de fournir des services dans l'avenir. Du fait de la perte de ces flux de trésorerie futurs et de la persistance d'un marché défavorable ayant une incidence sur le débit du gazoduc, la société a déterminé que la valeur comptable résiduelle de l'actif n'était désormais plus recouvrable et elle a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 722 millions de dollars avant les impôts pour son secteur des gazoducs aux États-Unis. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats. Comme Bison constitue un actif de TC PipeLines, LP dans laquelle la société détient une participation de 25,5 %, la quote-part de cette dernière dans la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, se chiffre à 140 millions de dollars.

La résiliation des conventions de transport a donné lieu à la réception de paiements au titre de la résiliation de l'ordre de 130 millions de dollars, montant qui a été comptabilisé dans les produits de 2018. La quote-part de la société dans ce montant, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'établit à 25 millions de dollars.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué la valeur comptable de ses immobilisations corporelles du projet de réseau principal de l'Est, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 83 millions de dollars (64 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de turbines du secteur de l'énergie

Au 31 décembre 2017, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 21 millions de dollars (16 millions de dollars après les impôts) dans le secteur de l'énergie relativement à la valeur comptable résiduelle de certaines turbines après avoir déterminé qu'elle n'était plus recouvrable. L'équipement de turbines avait été acheté dans le cadre d'un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2018	Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2018	2017	2016	2018	2017
Gazoducs – Canada						
TQM	50,0 %	12	11	12	71	68
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ¹	50,0 %	87	87	92	677	641
Iroquois ²	50,0 %	60	59	54	291	280
Millennium ³	47,5 %	75	66	33	511	291
Pennant Midstream ³	47,0 %	17	11	6	256	228
Autres	Divers	17	17	29	113	92
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁴	60,0 %	27	66	(3)	627	399
TransGas	Néant	—	(12)	—	—	—
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ⁵	50,0 %	65	17	(1)	1 028	996
Autres ⁶	Divers	(1)	(20)	—	21	20
Énergie						
Bruce Power ⁷	48,3 %	311	434	293	3 166	2 987
Portlands Energy ⁸	50,0 %	36	31	33	289	301
ASTC Power Partnership	50,0 %	—	—	(37)	—	—
Autres	Divers	8	6	3	63	63
		714	773	514	7 113	6 366

1 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établissait à 115 millions de dollars US (115 millions de dollars US en 2017) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

2 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Iroquois s'établissait à 41 millions de dollars US (41 millions de dollars US en 2017) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

3 Les gazoducs ont été obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») le 1^{er} juillet 2016. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation reflète la quote-part du bénéfice à compter de la date d'acquisition.

4 TransCanada détient une participation de 60,0 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation tient compte des gains et pertes de change inscrits pour le secteur du siège social qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé des résultats.

5 Grand Rapids a été mis en service en août 2017. Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Grand Rapids s'établissait à 102 millions de dollars (105 millions de dollars en 2017) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction et de la juste valeur des garanties.

6 Ces données comprennent les participations dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership et HoustonLink Pipeline Company LLC. Aux 31 décembre 2018 et 2017, la participation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership était nulle.

7 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 870 millions de dollars (902 millions de dollars en 2017) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.

8 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Portlands Energy s'établissait à 73 millions de dollars (73 millions de dollars en 2017) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction.

Dépréciation de TransGas de Occidente S.A.

En août 2017, TransCanada a inscrit une charge de dépréciation de 12 millions de dollars sur sa participation de 46,5 % comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »). TransGas a construit et exploité un gazoduc en Colombie pendant 20 ans, soit la durée du contrat. Selon les modalités de l'entente, TransGas a transféré, à la fin du contrat de 20 ans en août 2017, ses actifs pipeliniers à Transportadora de Gas Internacional S.A. La charge de dépréciation hors trésorerie, qui représente la diminution de la valeur comptable résiduelle de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation, a été prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 20 millions de dollars en octobre 2017 dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des pipelines de liquides, ce qui représente la valeur comptable des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire relativement à ce projet, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers.

Dépréciation de ASTC Power Partnership

En mars 2016, TransCanada a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier sa CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire d'ASTC Power Partnership. Conformément aux dispositions de la CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des récentes modifications apportées au règlement intitulé *Specified Gas Emitters* de l'Alberta, la société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone continueraient d'augmenter au cours de la durée restante de la CAE, ce qui aura pour effet d'accroître la non rentabilité de ce contrat. Par conséquent, au cours du premier trimestre de 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 29 millions de dollars (21 millions de dollars après les impôts) dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de son secteur de l'énergie, ce qui représentait la valeur comptable de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership. La résiliation de la CAE a été réglée en décembre 2016.

Distributions et apports

Les distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 se sont établies à 1 106 millions de dollars (1 332 millions de dollars en 2017; 1 571 millions de dollars en 2016), dont une tranche de 121 millions de dollars (362 millions de dollars en 2017; 727 millions de dollars en 2016) a été incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement aux distributions reçues de Bruce Power au titre de son programme de financement.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 se sont établis à 1 015 millions de dollars (1 681 millions de dollars en 2017; 765 millions de dollars en 2016) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2018, les apports tiennent compte d'un montant de 179 millions de dollars (977 millions de dollars en 2017) afférent à la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt de Sur de Texas.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Bénéfice			
Produits	4 836	4 913	4 336
Charges d'exploitation et autres charges	(3 545)	(2 993)	(3 068)
Bénéfice net	1 515	1 636	1 080
Bénéfice net attribuable à TransCanada	714	773	514

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Bilan		
Actif à court terme	2 209	2 176
Actif à long terme	20 647	17 869
Passif à court terme	(2 049)	(1 577)
Passif à long terme	(9 042)	(8 217)

Prêt à une société liée

TransCanada détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. En 2017, TransCanada a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Au 31 décembre 2018, le bilan consolidé de la société comprenait un prêt de 18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars (14,4 milliards de pesos mexicains ou 0,9 milliard de dollars en 2017) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 120 millions de dollars en 2018 (34 millions de dollars en 2017) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

10. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent certains gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les tarifs établis par les organismes de réglementation, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services réglementés. L'environnement concurrentiel fait en sorte qu'il est probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouverts. Certaines charges et certains crédits assujettis à la réglementation des services publics ou à l'établissement des tarifs habituellement inscrits à l'état des résultats sont reportés au bilan, puis ils sont censés être inclus dans les tarifs des services futurs pour être recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des exercices ultérieurs.

Établissements réglementés au Canada

Les gazoducs canadiens de TransCanada sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de la société sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Les résultats du réseau de NGTL pour 2018 reflètent les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 (le « règlement 2018-2019 ») approuvé par l'ONÉ en juin 2018. Ce règlement d'une durée de deux ans prévoit un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un taux d'amortissement composé d'environ 3,5 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un traitement de transfert de tous les autres coûts.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité en vertu de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). Les termes du règlement prévoient notamment un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif comportant un risque à la hausse et un risque à la baisse et la contribution annuelle de 20 millions de dollars après impôts versée par TransCanada pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement provisoire et le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes prévue dans la décision de 2014 de l'ONÉ, soit six ans (2015 à 2020). La décision de 2014 de l'ONÉ a également exigé que TransCanada dépose une demande relative à l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu une décision concernant l'examen des tarifs pour la période 2018-2020 (la « décision de 2018 de l'ONÉ ») qui tient compte de l'amortissement accéléré du solde du CALT du 31 décembre 2017 et d'une hausse de 3,2 % à 3,9 % du taux d'amortissement composé.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs réglementés de TransCanada aux États-Unis sont exploités en vertu des dispositions des lois intitulées *Natural Gas Act of 1938*, *Natural Gas Policy Act of 1978* (« NGA ») et *Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes, dont la réglementation des tarifs qui prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle les gazoducs réglementés aux États-Unis peuvent accorder des remises ou négocier leurs tarifs de façon non discriminatoire. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis, en fonction de sa participation effective et de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

En 2018, la FERC a prescrit des modifications (les « mesures de la FERC de 2018 ») à la réforme fiscale aux États-Unis et aux impôts sur le bénéfice aux fins de la tarification visant une société en commandite cotée en bourse qui ont une incidence sur le bénéfice futur et les flux de trésorerie futurs générés par les gazoducs réglementés en vertu de la FERC. Les mesures de la FERC de 2018 établissent également un processus et un calendrier selon lesquels tous les gazoducs et toutes les installations de stockage interétatiques réglementés en vertu de la FERC doivent soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) déposer un formulaire 501-G auprès de la FERC qui quantifie l'incidence isolée de la réforme fiscale aux États-Unis sur les gazoducs et les actifs de stockage réglementés par la FERC de même que les répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur les gazoducs détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse.

L'incidence des mesures de la FERC de 2018 sur les principaux gazoducs réglementés aux États-Unis de la société est indiquée ci-dessous.

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En 2013, un règlement de modernisation a été approuvé par la FERC et qui prévoit le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi jusqu'à concurrence de 1,5 milliard de dollars US sur une période de cinq ans pour moderniser le réseau de Columbia Gas et en accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service. En mars 2016, la FERC a approuvé une prorogation de ce règlement ce qui permettra le recouvrement des coûts et un rendement sur le capital investi additionnel de 1,1 milliard de dollars US sur une période de trois ans jusqu'en 2020.

Pour faire suite aux mesures de la FERC de 2018, Columbia Gas a déposé un formulaire 501-G, y compris une déclaration expliquant les raisons pour lesquelles, selon elle, il n'est pas nécessaire de modifier le barème tarifaire.

ANR Pipeline

ANR Pipeline est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 2016. Ni ANR Pipeline ni les parties au règlement de 2016 ne pouvaient déposer une demande visant de nouveaux tarifs pour qu'ils entrent en vigueur avant le 1^{er} août 2019. Toutefois, ANR Pipeline doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1^{er} août 2022.

En décembre 2018, ANR Pipeline a déposé un formulaire 501-G, y compris une déclaration expliquant les raisons pour lesquelles, selon elle, il n'est pas nécessaire de modifier le barème tarifaire.

Columbia Gulf

Les services de transport de gaz naturel de Columbia Gulf sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En septembre 2016, la FERC a publié une ordonnance approuvant le règlement non contesté aux termes d'une instance tarifaire qu'elle a amorcée en vertu de l'article 5 de la NGA et selon laquelle le tarif de recours maximum quotidien de Columbia Gulf devait être réduit. Elle portait également sur le traitement des avantages postérieurs au départ à la retraite autre que la retraite, la charge de retraite et les dépenses réglementaires. Selon l'ordonnance de la FERC, Columbia Gulf devait également déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA d'ici le 31 janvier 2020 afin que les tarifs prennent effet le 1^{er} août 2020.

Par suite des mesures de la FERC de 2018, Columbia Gulf a soumis un formulaire 501-G, y compris une déclaration expliquant les raisons pour lesquelles, selon elle, il n'est pas nécessaire de modifier le barème tarifaire.

TC PipeLines, LP

TransCanada détient une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP qui détient des participations dans huit gazoducs entièrement détenus ou détenus en partie desservant les principaux marchés aux États-Unis. Comme TC PipeLines, LP est une société en commandite cotée en bourse, tous les gazoducs qu'elle détient entièrement ou en partie ont été potentiellement touchés par les mesures de la FERC de 2018 créant une présomption que les entités dont les bénéficiaires ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une société par actions ne devraient pas être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service. Par ailleurs, dans la mesure où une entité ne peut plus recouvrer sa charge d'impôts à même ses tarifs, elle doit également s'assurer de retrancher le solde des cumuls d'impôts reportés de sa base tarifaire. Il y a lieu de se reporter à la note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information sur l'incidence de ces modifications pour TransCanada.

Great Lakes

Great Lakes est parvenue à un règlement tarifaire avec ses clients, qui a été approuvé par la FERC le 22 février 2018, ce qui a entraîné une baisse de 27 % des tarifs maximum de transport de Great Lakes à compter du 1^{er} octobre 2017. Ce règlement n'impose aucun moratoire et Great Lakes sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 31 mars 2022, les nouveaux tarifs devant prendre effet le 1^{er} octobre 2022. Par suite des mesures de la FERC de 2018, Great Lakes a déposé un rapport restreint en vertu de l'article 4 qui a eu pour effet de réduire ses tarifs de 2 % par rapport à ceux qui étaient en vigueur avant les modifications de la FERC en 2018. Cette réduction est entrée en vigueur le 1^{er} février 2019 après que la FERC eût accepté le rapport restreint en vertu de l'article 4 le 31 janvier 2019.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TransCanada au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. Les tarifs en vigueur relativement aux gazoducs au Mexique de TransCanada ont été établis conformément à des contrats approuvés par la CRE prévoyant le recouvrement des coûts afférents à la prestation de services, un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre			Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 051	940	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	12	—	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,3}	379	388	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	46	—	1-11
Autres	143	71	s.o.
	1 631	1 399	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	83	23	
	1 548	1 376	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	96	188	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	53	164	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁵	54	66	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁶	1 015	1 142	2-45
Compte d'ajustement provisoire ⁶	305	202	12
Solde en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines	1 113	825	s.o.
Coût de retrait des installations ⁷	261	216	s.o.
Impôts reportés	165	75	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁸	1 394	1 659	s.o.
Autres	65	47	s.o.
	4 521	4 584	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 14)	591	263	
	3 930	4 321	

- 1 Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.
- 2 Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvées par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile suivante.
- 3 Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans la tarification future.
- 4 Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- 5 Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires recouverts aux termes des tarifs approuvés par la FERC et qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC en septembre 2016, un montant de 11 millions de dollars (8 millions de dollars US) afférent au solde du passif réglementaire au 31 décembre 2018 (26 millions de dollars (21 millions de dollars US) en 2017) qui s'est accumulé entre janvier 2007 et juillet 2016 sera entièrement amorti en date du 31 juillet 2019. Le règlement du reliquat de 43 millions de dollars (32 millions de dollars US) accumulé avant 2007 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.
- 6 Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts auxquels s'ajoutent la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030. Le solde relatif au CALT de 2018 de 1 015 millions de dollars comprend un montant de 932 millions de dollars devant être amorti sur deux ans, le reliquat devant être amorti sur 45 ans.
- 7 Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouverts dans les tarifs de certaines activités à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.
- 8 Ces soldes représentent l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis. Les passifs réglementaires seront amortis sur des durées variables qui se rapprochent de la reprise attendue des passifs d'impôts reportés sous-jacents ayant donné lieu aux passifs réglementaires. Il y a lieu de se reporter à note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information sur la réforme fiscale aux États-Unis.

11. ÉCART D'ACQUISITION

La société a inscrit l'écart d'acquisition suivant à l'égard de ses acquisitions.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis
Solde au 1 ^{er} janvier 2017	13 958
Acquisition de Columbia (note 26)	71
Variations des taux de change	(945)
Solde au 31 décembre 2017	13 084
Charge de dépréciation liée à Tuscarora	(79)
Variations des taux de change	1 173
Solde au 31 décembre 2018	14 178

Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, la société a achevé son rapport réglementaire relativement à Tuscarora en réponse aux mesures de la FERC de 2018 et aux exigences afférentes au formulaire 501-G. En janvier 2019, Tuscarora est parvenu à un règlement de principe avec ses clients qui a été déposé auprès de la FERC. Par suite de ces faits nouveaux et des modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Tuscarora, il a été déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa juste valeur, écart d'acquisition compris. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été calculée à l'aide de l'analyse des flux de trésorerie actualisés. Les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, ce qui a permis d'en déterminer la juste valeur. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 79 millions de dollars avant les impôts dans son secteur des gazoducs aux États-Unis. Cette charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats. Comme Tuscarora représente un actif de TC PipeLines, LP, la quote-part de ce montant revenant à la société, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, était de 15 millions de dollars. Au 31 décembre 2018, le solde de l'écart d'acquisition pour Tuscarora se chiffrait à 23 millions de dollars US (82 millions de dollars US en 2017).

Great Lakes

Au 31 décembre 2018, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. L'évaluation la plus récente de la juste valeur de cette unité d'exploitation a été effectuée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité de Great Lakes à réaliser sa valeur à long terme sur le marché nord-américain de l'énergie comprenaient notamment l'incidence de sa décision d'employer le Formulaire 501-G, les occasions qui se présenteront pour le réseau de dégager d'autres revenus ainsi que les modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Great Lakes. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Au 31 décembre 2018, le solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes se chiffrait à 573 millions de dollars US (573 millions de dollars US en 2017).

Ravenswood

Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée au moyen de plusieurs méthodes combinées, dont l'analyse par les flux de trésorerie actualisés, et d'une estimation de la contrepartie qui serait tirée d'une vente éventuelle. Pour calculer la juste valeur, les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition à l'égard de la valeur comptable intégrale de 1 085 millions de dollars en 2016 (656 millions de dollars après les impôts) afférente à l'écart d'acquisition de Ravenswood dans le secteur de l'énergie.

12. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Projets d'investissement en cours d'aménagement	1 051	596
Actifs d'impôts reportés (note 16)	322	316
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	192	193
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 24)	61	73
Autres	295	306
	1 921	1 484

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Keystone XL

En janvier 2018, la société a recommencé à capitaliser les coûts d'aménagement du projet Keystone XL. De plus, certains coûts afférents au projet, qui ont été pris en compte dans les immobilisations corporelles au 31 décembre 2017, ont été virés dans les projets d'investissement en cours d'aménagement en 2018. Ces coûts se rapportaient à la valeur de réalisation nette des actifs de Keystone XL après la comptabilisation d'une charge de dépréciation en 2015. Au 31 décembre 2018, les projets d'investissement en cours d'aménagement eu égard à ce projet se chiffrent donc à 0,8 milliard de dollars (néant en 2017).

Remboursement des coûts du gazoduc Coastal GasLink

Conformément aux dispositions des ententes intervenues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada, les cinq parties ont choisi de rembourser à TransCanada leur quote-part des coûts engagés avant l'obtention de la décision d'investissement finale pour ce qui est du gazoduc Coastal GasLink. En novembre 2018, la société a reçu des paiements totalisant 470 millions de dollars qui ont été comptabilisés en diminution de la valeur comptable de Coastal GasLink.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En juillet 2017, la société a été informée que Pacific Northwest LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy (« Progress ») résilierait son entente conclue avec TransCanada relativement à l'aménagement du projet de TGPR avec prise d'effet le 10 août 2017. Conformément aux modalités de l'entente, tous les coûts qui ont été engagés pour l'avancement du projet, y compris les frais financiers, ont été recouverts en totalité à la résiliation de l'entente. En octobre 2017, la société avait reçu de Progress le remboursement intégral de 634 millions de dollars.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué le reste de ses projets d'investissement en cours d'aménagement afférents aux projets Énergie Est et du pipeline Upland, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 1 153 millions de dollars (870 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de conventions d'achat d'électricité

En mars 2016, TransCanada a résilié ses CAE de Sheerness et de Sundance A. Conformément aux dispositions des CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. La société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone augmenteraient au cours de la durée restante des CAE, ce qui aurait pour effet d'accroître la non rentabilité de ces contrats. Par conséquent, en 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 211 millions de dollars (155 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable des CAE qui a été portée dans les actifs incorporels et autres actifs. En décembre 2016, TransCanada a transféré à l'Alberta Balancing Pool des crédits relatifs à la qualité de l'environnement détenus pour atténuer les coûts d'émissions relatifs aux CAE et inscrit une charge hors trésorerie de 92 millions de dollars à la cession (68 millions de dollars après les impôts) afférente à la valeur comptable de ces crédits relatifs à la qualité de l'environnement.

13. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018		2017	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
Canada	2 117	2,5 %	884	1,6 %
États-Unis (448 \$ US en 2018; 688 \$ US en 2017)	611	3,1 %	862	2,2 %
Mexique (25 \$ US en 2018; 275 MXN en 2017)	34	3,3 %	17	8,0 %
	2 762		1 763	

Au 31 décembre 2018, le billet à payer comprenait des emprunts à court terme contractés par TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») au Canada, par TransCanada Pipeline USA Ltd. (« TCPL USA ») et TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») aux États-Unis, et par une filiale mexicaine au Mexique.

Au 31 décembre 2018, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,9 milliards de dollars (11,0 milliards de dollars en 2017). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux variables négociés de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

aux 31 décembre			2018		2017
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)			Total des facilités	Capacité inutilisée	Total des facilités
Emprunteur	Objet	Échéance			
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables¹					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2023	3,0	3,0	3,0
TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL, TCPL USA et de TAIL et utilisée pour répondre aux besoins généraux des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2019	4,5 US	4,5 US	—
TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Utilisée pour répondre aux besoins généraux des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2021	1,0 US	1,0 US	—
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TCPL et à des fins générales		—	—	2,0 US
TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL		—	—	1,0 US
Columbia	Utilisée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL		—	—	1,0 US
TAIL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL et à des fins générales, garantie par TCPL		—	—	0,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue¹					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	2,1	1,0	1,9
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN	4,5 MXN	5,0 MXN

¹ Les divers accords de crédit avec les filiales de la société peuvent limiter leur capacité à déclarer et à payer des dividendes ou à effectuer des distributions dans certaines circonstances. Si de telles restrictions s'appliquent, elles pourraient, par conséquent, avoir une incidence sur la capacité de la société à déclarer et à payer des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Par ailleurs, aux termes de ces accords de crédit, la société doit se conformer à diverses clauses comportant obligation de faire et de ne pas faire tout en maintenant certains ratios financiers. Au 31 décembre 2018, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (7 millions de dollars en 2017; 10 millions de dollars en 2016).

Au 31 décembre 2018, les sociétés qui sont affiliées à la société et que celle-ci exploite disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 0,8 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars en 2017).

14. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Fournisseurs	3 224	2 847
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	922	387
Actions non rachetées de Columbia	357	312
Passifs réglementaires (note 10)	591	263
Autres	314	248
	5 408	4 057

15. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	569	389
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	90	98
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	42	72
Garanties (note 27)	12	16
Autres	295	152
	1 008	727

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Réforme fiscale aux États-Unis

Le 22 décembre 2017, le Président des États-Unis a entériné la loi intitulée *Tax Cuts and Job Acts* (la « réforme fiscale aux États-Unis » ou la « Loi »). Ainsi, entre autres, le taux d'imposition fédéral en vigueur sur le revenu des sociétés aux États-Unis a reculé, passant de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018, ce qui a donné lieu à une réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés existants des entreprises américaines de la société pour prendre en compte le nouveau taux d'imposition réduit au 31 décembre 2017.

En ce qui a trait aux entreprises américaines de la société qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la réduction des taux d'imposition en vigueur a donné lieu à une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et à un recouvrement d'impôts reportés de 816 millions de dollars en 2017. Quant aux entreprises américaines de la société qui sont assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la baisse des taux d'imposition a entraîné une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et la constatation d'un passif réglementaire net au bilan consolidé se chiffrant à 1 686 millions de dollars au 31 décembre 2017.

Le montant net des passifs d'impôts reportés se rapportant aux réévaluations cumulatives des avantages postérieurs au départ à la retraite pris en compte dans le cumul des autres éléments du résultat étendu a aussi été ajusté, et une augmentation correspondante de 12 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'impôts reportés en 2017.

Étant donné la portée considérable de la Loi, le personnel de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis a publié des directives qui autorisent les émetteurs inscrits à comptabiliser des montants provisoires en date du 31 décembre 2017 qui peuvent être rajustés lorsque l'information est connue, préparée ou analysée, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépasse pas un an. Les directives de la SEC résument une procédure en trois étapes qui doit être appliquée à chaque période de communication de l'information et qui permet de déterminer : 1) que la comptabilisation est définitive; 2) les montants provisoires, si la comptabilisation n'est pas encore définitive, mais qu'une estimation raisonnable a pu être établie; 3) qu'une estimation

raisonnable ne peut pas encore être déterminée et que, par conséquent, les impôts sont présentés conformément aux dispositions de la loi en vigueur avant la promulgation de la nouvelle Loi.

Au 31 décembre 2017, la société considérait que les montants comptabilisés relativement à la réforme fiscale des États-Unis constituaient des estimations raisonnables. Cependant, certains montants étaient provisoires étant donné que l'interprétation, l'évaluation et la présentation de la société de l'incidence de la réforme fiscale ont été mieux éclairées par des directives complémentaires des autorités réglementaires, fiscales et comptables reçues en 2018. Étant donné les directives complémentaires fournies au cours de la période d'évaluation de un an et la production de sa déclaration de revenu annuelle pour 2017 visant ses activités américaines, la société a pris en compte des ajustements supplémentaires qu'elle a apportés à son passif d'impôts reportés, aux soldes relatifs au passif réglementaire net et au recouvrement d'impôts reportés d'un montant de 52 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

Par ailleurs, les mesures de la FERC de 2018 prévoient que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher le solde des cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Conformément au formulaire 501-G de la FERC et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux, les soldes des cumuls d'impôts reportés de tous les pipelines détenus par TC PipeLines, LP, en propriété exclusive ou non, ont été retranchés des bases tarifaires correspondantes. Par conséquent, les passifs réglementaires nets comptabilisés à l'égard de ces actifs conformément à la réforme fiscale aux États-Unis ont été radiés, ce qui s'est soldé par l'inscription d'un recouvrement ultérieur d'impôts reportés de 115 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

Depuis le 1^{er} janvier 2018, la société amortit, conformément à la réforme fiscale aux États-Unis, les passifs réglementaires nets selon la méthode inversée de la Géorgie du Sud. Selon cette méthode, les entités à tarifs réglementés déterminent l'amortissement, dont elles entament immédiatement la comptabilisation, en fonction de leurs taux d'amortissement composés. Un amortissement de 58 millions de dollars de ces passifs réglementaires nets a été comptabilisé en 2018 et inclus dans les produits de l'état consolidé des résultats. Le passif réglementaire net établi en vertu de la réforme fiscale aux États-Unis s'établissait à 1 394 millions de dollars au 31 décembre 2018 (1 686 millions de dollars en 2017).

Pour faire suite à la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié des projets de règlements en novembre et décembre 2018 qui présentent un encadrement administratif et précisent certains aspects des nouvelles lois quant à la déductibilité des intérêts, à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale, à la nouvelle déduction relative aux dividendes reçus et aux règles anti-entités hybrides. À la suite de l'examen et de l'analyse de ces projets de règlement par la société, aucun ajustement significatif n'a été pris en compte dans les états financiers consolidés de 2018. Ces projets de règlement sont à la fois complexes et exhaustifs. Une incertitude considérable continue de régner d'ici à ce que les règlements définitifs soient rendus publics, c'est-à-dire vers la fin de 2019. TransCanada continue d'examiner et d'analyser ces projets de règlement et d'évaluer leur incidence potentielle pour la société.

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Exigibles			
Canada	65	113	116
Pays étrangers	250	36	40
	315	149	156
Reportés			
Canada	49	(185)	101
Pays étrangers	235	751	95
Pays étrangers – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	(167)	(804)	—
	117	(238)	196
Charge (recouvrement) d'impôts	432	(89)	352

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Canada	433	(339)	219
Pays étrangers	3 516	3 645	618
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837

Rapprochement de la charge (du recouvrement) d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	27 %	27 %	27 %
Charge d'impôts prévue	1 066	893	226
Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	(167)	(804)	—
Différence des taux d'imposition étrangers	(432)	(81)	(196)
Perte découlant (bénéfice tiré) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	50	(64)	(68)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(54)	(42)	81
Tranche non imposable des gains en capital	(11)	(42)	—
Charges de dépréciation d'actifs ¹	—	34	242
Montants non déductibles	—	4	46
Autres	(20)	13	21
Charge (recouvrement) d'impôts	432	(89)	352

¹ Déduction faite d'un montant de néant (néant en 2017; 112 millions de dollars en 2016) attribué à des taux d'imposition plus élevés.

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 238	1 379
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	574	651
Montants reportés réglementaires et autres	858	512
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	491	216
Instruments financiers	—	10
Autres	292	227
	3 453	2 995
Moins : provision pour moins-value	1 159	832
	2 294	2 163
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	6 449	6 240
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 069	632
Impôts sur les besoins en produits futurs	300	238
Autres	180	140
	7 998	7 250
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 704	5 087

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	322	316
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	6 026	5 403
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 704	5 087

Au 31 décembre 2018, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 867 millions de dollars (1 280 millions de dollars en 2017) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2038. La société n'a pas constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital de 821 millions de dollars (668 millions de dollars en 2017) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada. Elle a également pris en compte l'avantage au titre des crédits d'impôts minimums de 91 millions de dollars en Ontario (82 millions de dollars en 2017), qui échoient de 2026 à 2038.

Au 31 décembre 2018, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 889 millions de dollars US (1 800 millions de dollars US en 2017) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2029 à 2037. La société n'a constaté aucune économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 706 millions de dollars US (710 millions de dollars US en 2017) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis. Elle a également pris en compte l'avantage au titre des crédits d'impôts minimums de remplacement de 1 million de dollars US (56 millions de dollars US en 2017).

Au 31 décembre 2018, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette inutilisées de 3 millions de dollars US (7 millions de dollars US en 2017) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2028.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 619 millions de dollars au 31 décembre 2018 (569 millions de dollars en 2017).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2018, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 338 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 247 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2017; versements de 105 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2016).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	15	18	17
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	13	—	3
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(5)	(1)	—
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	—	2	2
Règlement	—	—	(1)
Caducité des délais de prescription	(4)	(4)	(3)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	19	15	18

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TransCanada ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence significative sur ses états financiers.

TransCanada et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2010 inclusivement. La quasi totalité des questions d'impôt fédéral, étatique et local d'importance aux États-Unis a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2011 inclusivement.

TransCanada impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2018 comprend un montant de 1 million de dollars au titre du recouvrement des intérêts et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2017 et en 2016). Au 31 décembre 2018, la société avait constaté 3 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2017).

17. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2018		2017	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2019 à 2020	350	11,4 %	500	10,8 %
En dollars US (400 \$ US en 2018 et 2017)	2021	546	9,9 %	501	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2019 à 2048	7 504	4,8 %	6 504	4,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (17 192 \$ US en 2018; 14 892 \$ US en 2017)	2019 à 2049	23 456	5,1 %	18 644	5,1 %
		31 856		26 149	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2018 et 2017)	2023	273	7,9 %	250	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2018 et 2017)	2026	44	7,5 %	41	7,5 %
		921		895	
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 250 \$ US en 2018; 2 750 \$ US en 2017) ²	2020 à 2045	3 070	4,4 %	3 443	4,0 %
TC PIPELINES, LP					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (40 \$ US en 2018; 185 \$ US en 2017)	2021	55	3,8 %	232	2,7 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (500 \$ US en 2018; 670 \$ US en 2017) ³	2022	682	3,6 %	839	2,7 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 200 \$ US en 2018 et 2017)	2021 à 2027	1 637	4,4 %	1 502	4,4 %
		2 374		2 573	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (672 \$ US en 2018 et 2017)	2021 à 2026	918	7,2 %	842	7,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (35 \$ US en 2018; 55 \$ US en 2017)	2019	48	3,3 %	69	1,1 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2018 et 2017)	2020 à 2035	341	5,6 %	313	5,6 %
		389		382	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (240 \$ US en 2018; 259 \$ US en 2017)	2021 à 2030	327	7,7 %	324	7,7 %

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2018		2017	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (19 \$ US en 2018, néant en 2017)	2023	26	3,6 %	—	—
Billets de premier rang non garantis ⁴					
En dollars US (néant en 2018; 30 \$ US en 2017)		—	—	38	6,0 %
		26		38	
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (24 \$ US en 2018; 25 \$ US en 2017)	2020	33	3,5 %	31	1,1 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (50 \$ US en 2018; néant en 2017)	2021	68	3,5 %	—	—
		39 982		34 677	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		(3 462)		(2 866)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(241)		(174)	
Ajustements de la juste valeur ⁵		230		238	
		36 509		31 875	

- Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus, lesquels sont ajustés pour tenir compte des commissions sur prêts, des primes et des escomptes. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.
- Certaines filiales de Columbia ont garanti les remboursements du capital des billets de premier non garantis de Columbia. Chacun des garants des obligations de Columbia est tenu de se conformer aux clauses restrictives en vertu de l'acte régissant la dette. En cas de défaut, les garants seraient obligés de rembourser le capital et les intérêts.
- La facilité d'emprunt à terme de 500 millions de dollars US a été modifiée en septembre 2017 afin de proroger l'échéance de 2018 à 2022.
- Ces billets étaient garantis au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.
- Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 232 millions de dollars (242 millions de dollars en 2017) afférent à l'acquisition de Columbia. Par ailleurs, les ajustements de la juste valeur tiennent compte d'une diminution de 2 millions de dollars (4 millions de dollars en 2017) ayant trait au risque de taux d'intérêt ayant fait l'objet d'une couverture. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2018, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissaient approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2019	2020	2021	2022	2023
Remboursements de capital sur la dette à long terme	3 465	2 834	2 098	2 100	1 930

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2018 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mars 2049	1 000 US	5,10 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	400 US	4,25 % ¹
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 % ²
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	550 US	Variable
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	700 US	2,125 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Mars 2028	300	3,39 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Septembre 2047	700	4,33 %
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ³	Juin 2018	5 213 US	Variable
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juillet 2023	300	3,69 % ⁴
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juin 2046	700	4,35 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 US	4,875 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 US	3,125 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	Décembre 2021	50 US	Variable
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
	Avril 2018	Facilité d'emprunt non garantie	Avril 2023	19 US	Variable
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2017	Emprunt à terme non garanti	Août 2020	25 US	Variable
	Avril 2016	Emprunt à terme non garanti	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ³	Juin 2018	1 700 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	Juin 2026	240 US	4,14 %

¹ Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets de premier rang non garantis pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 4,439 %.

- 2 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 3,41 %.
- 3 Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de l'émission d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016 et le produit de la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement intégral du reliquat des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.
- 4 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2018 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Débtures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Variable
	Décembre 2017	Débtures	100	9,80 %
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	1,625 %
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	1 513 US	Variable
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,10 %
	Novembre 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	3 200 US	Variable
	Octobre 2016	Billets à moyen terme	400	4,65 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 US	0,75 %
TC PIPELINES, LP				
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	170 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Mai 2018	Billets de premier rang garantis	18 US	5,90 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Mars 2018	Billets de premier rang non garantis	9 US	6,73 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Août 2017	Billets de premier rang garantis	12 US	3,82 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	630 US	Variable
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	1 070 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débtures	225	12,20 %

¹ Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et remboursées intégralement au deuxième trimestre de 2017.

Intérêts débiteurs

Les intérêts débiteurs au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme	1 877	1 794	1 765
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	391	348	180
Intérêts sur la dette à court terme	73	33	18
Intérêts capitalisés	(124)	(173)	(176)
Amortissement et autres charges financières ¹	48	67	211
	2 265	2 069	1 998

¹ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt. En 2016, ce montant englobe des paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars afférents à des reçus de souscription émis en vue de financer une partie de l'acquisition de Columbia. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires » pour un complément d'information.

La société a effectué des paiements d'intérêts de 2 156 millions de dollars en 2018 (1 987 millions de dollars en 2017; 1 721 millions de dollars en 2016) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

18. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2018		2017	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED²					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ³	2067	1 364	5,6 %	1 252	5,0 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,875 % ^{4,5}	2075	1 024	6,5 %	939	5,9 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,125 % ^{4,5}	2076	1 637	7,2 %	1 502	6,6 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{4,5}	2077	2 047	6,2 %	1 878	5,6 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{4,5}	2077	1 500	5,5 %	1 500	5,1 %
		7 572		7 071	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(64)		(64)	
		7 508		7 007	

¹ Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus, lesquels sont ajustés pour tenir compte des commissions sur prêts, des primes et des escomptes.

² En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, ou autres obligations de TCPL.

³ En mai 2017, le taux fixe de 6,35 % auquel sont assujettis les billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1 milliard de dollars US a été converti en un taux variable qui est ajusté chaque trimestre au TIOL de trois mois majoré de 2,21 %.

⁴ Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

⁵ Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être converti en un taux variable.

En mars 2017, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2017-A pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,30 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,55 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOL de trois mois majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté à compter de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOL de trois mois majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mai 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2017-B pour un montant de 1,5 milliard de dollars à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 4,65 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,90 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2027 jusqu'en mai 2047 au TIOL de trois mois majoré de 3,33 % par année et il sera ajusté à compter de mai 2047 jusqu'en mai 2077 au TIOL de trois mois majoré de 4,08 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 18 mai 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En août 2016, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2016-A pour un montant de 1,2 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,875 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046 au TIOL de trois mois majoré de 4,89 % par année et il sera ajusté à compter d'août 2046 jusqu'en août 2076 au TIOL de trois mois majoré de 5,64 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 août 2026, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

19. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 655	1 852

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats s'établit comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	(185)	220	215
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System ¹	—	9	20
Participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP ²	—	9	17
	(185)	238	252

1 Participation sans contrôle pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 mai 2017, alors que TransCanada a vendu sa participation résiduelle dans Portland à TC Pipelines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Participation sans contrôle jusqu'au 17 février 2017, date à laquelle toutes les parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP détenues dans le public ont été acquises.

TC Pipelines, LP

En 2018, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 74,3 % à 74,5 % à la suite de l'émission périodique de parts ordinaires dans TC PipeLines, LP en faveur de tiers en vertu du programme d'émission au cours du marché. En 2017, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP variait de 73,2 % à 74,3 % et en 2016, elle variait de 72,0 % à 73,2 %.

Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} juin 2017, TransCanada a vendu sa participation résiduelle de 11,81 % qu'elle détenait directement dans Portland en faveur de TC Pipelines, LP. Par conséquent, la participation sans contrôle dans Portland était de néant aux 31 décembre 2017 et 2018. Le 1^{er} janvier 2016, TransCanada a vendu sa participation de 49,9 % dans Portland à TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Columbia Pipeline Partners LP

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a acquis Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle de 53,5 % dans Columbia Pipeline Partners LLP (« CPPL »). Le 17 février 2017, TransCanada a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public pour un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre entités sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2016, le montant intégral de 1 073 millions de dollars (799 millions de dollars US) relatif à la participation sans contrôle de TransCanada dans CPPL a été constaté au titre des parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé. La société a classé cette participation sans contrôle hors des capitaux propres étant donné que les droits de rachat potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort.

Parts ordinaires de TC Pipelines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC Pipelines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme d'émission au cours du marché de TC Pipelines, LP pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC Pipelines, LP dans l'année suivant l'achat.

Ainsi, au 31 décembre 2016, un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) relatif aux parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat était inscrit au bilan consolidé. La société a classé ces 1,6 million de parts ordinaires hors des capitaux propres étant donné que les droits de résolution potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort. Au 31 décembre 2017, tous les droits de résolution classés antérieurement hors des capitaux propres étaient devenus caducs et avaient été reclassés dans les capitaux propres. Ces droits expirent un an après la date d'achat de chaque part et aucun porteur de parts n'a revendiqué l'un ou l'autre de ces droits de résolution ni tenté de l'exercer avant la date d'expiration.

20. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2016	702 614	12 102
Actions émises aux termes d'appels publics à l'épargne ¹	156 825	7 752
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	2 942	177
Exercice d'options	1 683	74
Rachat d'actions	(305)	(6)
En circulation au 31 décembre 2016	863 759	20 099
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	12 824	790
Programme d'émission d'actions au cours du marché ¹	3 462	216
Exercice d'options	1 331	62
En circulation au 31 décembre 2017	881 376	21 167
Programme d'émission d'actions au cours du marché ¹	20 050	1 118
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	15 937	855
Exercice d'options	734	34
En circulation au 31 décembre 2018	918 097	23 174

¹ Déduction faite des frais d'émission et des impôts reportés.

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le 1^{er} juillet 2016, la société a réinstauré l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») et de son régime d'achat d'actions. Aux termes de ces régimes, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada. Aux termes du RRD, des actions ordinaires ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %.

Programme d'émission d'actions au cours du marché de TransCanada Corporation

En juin 2017, la société a mis sur pied un programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») qui lui permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York ou de tout autre marché boursier sur lequel les actions ordinaires de TransCanada sont négociées au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, en vigueur pour une période de 25 mois, est utilisé au besoin pour gérer la structure du capital de la société au fil du temps. Dans le cadre du programme initial, la société pouvait émettre jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains d'actions ordinaires.

En 2017, 3,5 millions d'actions ordinaires avaient été émises en vertu du programme ACM au prix moyen de 63,03 \$ l'action pour un produit de 216 millions de dollars, déduction faite des commissions et frais connexes de quelque 2 millions de dollars.

En juin 2018, la société a majoré la capacité de son programme ACM existant. Cela permet d'émettre, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars, ce qui porte le total révisé à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains. Le programme ACM modifié est en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019.

En 2018, 20 millions d'actions ordinaires ont été émises en vertu du programme ACM au prix moyen de 56,13 \$ l'action pour un produit de 1,1 milliard de dollars, déduction faite des commissions et des frais connexes de quelque 10 millions de dollars.

Appel public à l'épargne portant sur les actions ordinaires et reçus de souscription

En avril 2016, la société a émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit brut d'environ 4,4 milliards de dollars. Les porteurs de reçus de souscription ont reçu une action ordinaire en échange de chaque reçu de souscription le 1^{er} juillet 2016 à la clôture de l'acquisition. Les porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016 et le 30 juin 2016 ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, un versement en trésorerie équivalent aux dividendes déclarés relativement à chaque action ordinaire. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, des paiements d'équivalent de dividendes de l'ordre de 109 millions de dollars sur ces reçus de souscription avaient été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs.

En novembre 2016, la société a émis 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 3,5 milliards de dollars. Le produit de ce placement a été affecté au remboursement d'une partie du crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US qui a servi à financer partiellement l'acquisition de Columbia.

Rachat d'actions ordinaires

En novembre 2015, la société a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto à l'égard de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités lui permettant de procéder au rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21 millions d'actions ordinaires, nombre qui représente 3 % du total des actions alors émises et en circulation. Dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, qui a pris fin en novembre 2016, la société a racheté ces actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX et d'autre bourses et marchés publiés désignés au Canada, ou encore par le truchement d'achats par blocs de titres hors bourse de gré à gré.

En janvier 2016, la société a racheté 305 407 de ses actions ordinaires au prix moyen de 44,90 \$ pour un total de 14 millions de dollars. Le coût moyen pondéré de ces actions s'est chiffré à 6 millions de dollars et l'écart de 8 millions de dollars entre le prix total payé et le coût moyen pondéré a été imputé au surplus d'apport.

Bénéfice net par action de base et dilué

Le bénéfice net par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions supérieur utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action s'explique par les options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TransCanada et par les actions pouvant être émises en vertu du RRD.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation			
(en millions)	2018	2017	2016
De base	902	872	759
Dilué	903	874	760

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2018	11 026	51,38 \$	
Attribution	2 250	56,89 \$	
Exercice	(734)	42,65 \$	
Extinction/expiration	(138)	57,23 \$	
En cours au 31 décembre 2018	12 404	52,83 \$	3,6
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2018	8 189	50,72 \$	2,6

Au 31 décembre 2018, 9 790 373 actions ordinaires additionnelles étaient réservées pour émission future sur le capital autorisé conformément au régime d'options sur actions de TransCanada. La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Juste valeur moyenne pondérée	5,80 \$	7,22 \$	5,67 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,7	5,7	5,8
Taux d'intérêt	2,1 %	1,2 %	0,7 %
Volatilité ²	16 %	18 %	21 %
Rendement de l'action	4,2 %	3,6 %	4,9 %
Taux d'extinction ³	—	—	5 %

1 La durée prévue est fonction des options qui ont été exercées par le passé.

2 La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

3 Le 1^{er} janvier 2017, TransCanada a décidé d'exercer le choix de comptabiliser les extinctions à mesure qu'elles surviennent conformément aux nouvelles directives afférentes aux PCGR.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 13 millions de dollars en 2018 (12 millions de dollars en 2017; 15 millions de dollars en 2016). Au 31 décembre 2018, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 16 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période de trois ans.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	10	28	31
Juste valeur des actions aux droits acquis	101	140	126
Total des actions aux droits acquis	2,1 millions	2,3 millions	2,1 millions

Au 31 décembre 2018, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 8 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 9 millions de dollars.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TransCanada est conçu de manière à accorder au conseil d'administration le temps nécessaire pour explorer et élaborer d'autres propositions visant à maximiser la valeur actionnariale si la société est visée par une offre publique d'achat et à favoriser le traitement équitable des actionnaires, le cas échéant. Chaque action ordinaire est assortie d'un droit qui, dans certaines circonstances, permet à certains actionnaires d'acquérir une action ordinaire additionnelle de la société pour la moitié du cours alors en vigueur d'une action ordinaire.

21. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en ^{1,2}	2018 (en millions de dollars canadiens) ³	2017	2016
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	9 498	3,266 %	0,8165 \$	25,00 \$	31 décembre 2019	Série 2	233	233	233
Série 2	12 502	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	31 décembre 2019	Série 1	306	306	306
Série 3	8 533	2,152 %	0,538 \$	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4	209	209	209
Série 4	5 467	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 juin 2020	Série 3	134	134	134
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6	310	310	310
Série 6	1 286	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5	32	32	32
Série 7	24 000	4,00 %	1,00 \$	25,00 \$	30 avril 2019	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	4,25 %	1,0625 \$	25,00 \$	30 octobre 2019	Série 10	442	442	442
Série 11	10 000	3,80 %	0,95 \$	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12	244	244	244
Série 13	20 000	5,50 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14	493	493	493
Série 15	40 000	4,90 %	1,225 \$	25,00 \$	31 mai 2022	Série 16	988	988	988
Valeur comptable							3 980	3 980	3 980

1 Les porteurs d'actions de chaque série paire d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours (le « taux des bons du Trésor ») majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8), 2,35 % (série 10), 2,96 % (série 12), 4,69 % (série 14) et 3,85 % (série 16). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.

2 Les porteurs d'actions de séries impaires d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels dont le taux sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7), 2,35 % (série 9), 2,96 % (série 11), 4,69 % sous réserve d'un taux minimum de 5,50 % (série 13) et 3,85 % sous réserve d'un taux minimum de 4,90 % (série 15).

3 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

4 Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,633 % pour les actions privilégiées de série 2 et de 2,993 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2018 au 29 mars 2019, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,086 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2018 au 30 janvier 2019, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.

En février 2016, les porteurs de 1 285 739 actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6.

En avril 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 20 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 13 au prix de 25 \$ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 500 millions de dollars.

En novembre 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 40 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 15 au prix de 25 \$ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 1,0 milliard de dollars.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel fixe cumulatif, lorsqu'il sera déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6. Les porteurs des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 ont droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable, lorsqu'ils seront déclarés par le conseil. Sous réserve de certaines conditions, le porteur aura le droit de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. En outre, les actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 sont rachetables par TransCanada en tout temps autre qu'à une date désignée à 25,50 \$ l'action plus tous les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

22. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 323	35	1 358
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(57)	15	(42)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(14)	4	(10)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	27	(6)	21
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(153)	39	(114)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	20	(5)	15
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	113	(27)	86
Autres éléments du résultat étendu	1 259	55	1 314

exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(746)	(3)	(749)
Reclassement de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	(77)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	—	3
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(3)	1	(2)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(14)	3	(11)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	21	(5)	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(141)	35	(106)
Autres éléments du résultat étendu	(957)	31	(926)

exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	3	—	3
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(14)	4	(10)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	44	(14)	30
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	71	(29)	42
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(38)	12	(26)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	22	(6)	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(117)	30	(87)
Autres éléments du résultat étendu	(29)	(3)	(32)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2016	(383)	(97)	(198)	(261)	(939)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	7	27	(26)	(101)	(93)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	42	16	14	72
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	7	69	(10)	(87)	(21)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2016	(376)	(28)	(208)	(348)	(960)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ^{2,3}	(590)	(1)	(11)	(117)	(719)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	(77)	(2)	16	11	(52)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(667)	(3)	5	(106)	(771)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2017	(1 043)	(31)	(203)	(454)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	1 150	(9)	(114)	72	1 099
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{4,5}	—	16	15	12	43
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 150	7	(99)	84	1 142
Reclassement dans les bénéfices non répartis du cumul des autres éléments du résultat étendu découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	—	1	(12)	(6)	(17)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2018	107	(23)	(314)	(376)	(606)

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 166 millions de dollars (pertes de 159 millions de dollars en 2017; pertes de 14 millions de dollars en 2016) et de pertes de 1 million de dollars (gains de 4 millions de dollars en 2017; gains de 3 millions de dollars en 2016) respectivement en 2018.

3 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite comprennent une réduction de 27 millions de dollars au titre des règlements et des compressions.

4 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 15 millions de dollars (11 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2018. Ces estimations présumant que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

5 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 5 millions de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2018	2017	2016	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(4)	20	(57)	Produits (Énergie)
Intérêts	(18)	(17)	(14)	Intérêts débiteurs
	(22)	3	(71)	Total avant les impôts
	6	(1)	29	Charge d'impôts
	(16)	2	(42)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des gains et pertes actuariels	(16)	(15)	(22)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
Charge au titre du règlement	(4)	(2)	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	(20)	(17)	(22)	Total avant les impôts
	5	5	6	Charge d'impôts
	(15)	(12)	(16)	Déduction faite des impôts ¹
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(16)	(15)	(19)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	4	4	5	Charge d'impôts
	(12)	(11)	(14)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Écarts de conversion				
Réalisation de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	77	—	Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus
	—	—	—	Charge d'impôts
	—	77	—	Déduction faite des impôts ¹

1 Les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 23 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 5 millions de dollars (néant en 2017 et en 2016) et de 2 millions de dollars (néant en 2017 et en 2016), respectivement.

23. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans au 31 décembre 2018 (neuf ans en 2017 et en 2016).

Le 31 décembre 2017, le régime PD de Columbia a été fusionné avec le régime PD de TransCanada aux États-Unis. Les participants cumulant des prestations en vertu du régime PD de Columbia au 31 décembre 2017 avaient le choix de recevoir encore des prestations en vertu du régime PD de Columbia ou de participer au régime CD américain existant. Par ailleurs, le 1^{er} janvier 2018, le régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite de Columbia a été fusionné avec le régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite américain de TransCanada.

La société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, des régimes CD comportant des régimes 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs au départ à la retraite autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les gains ou pertes actuariels nets des régimes sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activités des employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2018 (12 ans en 2017 et 2016). En 2018, la société a passé en charges un montant de 59 millions de dollars (42 millions de dollars en 2017; 52 millions de dollars en 2016) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Depuis le 1^{er} avril 2017, la société n'offre plus son régime PD américain aux nouveaux participants non syndiqués. À compter du 1^{er} avril 2017, tous les nouveaux employés non syndiqués participent au régime CD existant. Les employés américains non syndiqués qui participaient au régime CD se sont vus offrir pour une dernière fois la possibilité de participer au régime PD américain en date du 1^{er} janvier 2018.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Régimes PD	103	163	111
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	23	7	8
Régimes d'épargne et CD	59	42	52
	185	212	171

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en espèces, jusqu'à certains seuils. Ainsi, en plus des cotisations en espèces susmentionnées, en 2018, la société a fourni une lettre de crédit de 17 millions de dollars pour le régime PD canadien (27 millions de dollars en 2017; 20 millions de dollars en 2016), pour un total de 277 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2018.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2018, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2019.

En décembre 2018, la société a comptabilisé un règlement survenu à la suite des sommes forfaitaires qui ont été versées en 2018 à certains participants non syndiqués, ayant perdu leur emploi, au régime PD américain de la société, en lien avec des options de règlement en espèces à la suite du départ volontaire de ces participants. Le règlement a été établi à l'aide d'hypothèses cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2017. En raison du règlement, les pertes actuarielles non réalisées associées au régime PD américain de la société ont diminué de 4 millions de dollars, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu. Une charge au titre du règlement de 4 millions de dollars a été comptabilisée dans le coût net des avantages en 2018. Le régime a été modifié avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2018 pour y inclure cette option afférente au versement d'une somme forfaitaire illimitée à certains employés syndiqués qui n'y étaient pas admissibles auparavant.

En 2017, compte tenu des règlements et compressions survenus suivant la réalisation de la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis, le régime PD et les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de TransCanada aux États-Unis ont fait l'objet d'une réévaluation provisoire à l'aide d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,10 %. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016. Ces réévaluations ont eu pour effet de réduire de 3 millions de dollars les pertes actuarielles non réalisées du régime PD américain, ce montant étant porté dans les autres éléments du résultat étendu, et une charge de règlement de 2 millions de dollars a été prise en compte dans le coût net des prestations en 2017. Ces réévaluations n'ont eu aucune incidence sur les pertes actuarielles non réalisées de l'autre régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Toujours en 2017, les sommes forfaitaires sont supérieures au coût des services rendus et au coût financier du régime PD de Columbia. Par conséquent, le régime PD de Columbia a fait l'objet d'une réévaluation provisoire au 30 septembre 2017, à l'aide d'un taux d'actualisation de 3,70 %. La réévaluation provisoire du régime PD de Columbia a accru les gains actuariels non réalisés de la société de 16 millions de dollars, dont un montant de 14 millions de dollars a été inscrit dans les actifs réglementaires et un montant de 2 millions de dollars a été inclus dans les autres éléments du résultat étendu. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016.

La situation de capitalisation de la société aux 31 décembre s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 646	3 456	375	372
Coût des services rendus	121	113	4	4
Coût financier	134	135	14	14
Cotisations des employés	5	5	—	3
Prestations versées	(177)	(166)	(23)	(19)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(92)	253	43	19
Compression	—	(14)	—	(2)
Règlement	(71)	(66)	—	—
Variations du taux de change	87	(70)	17	(16)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 653	3 646	430	375
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 451	3 208	365	354
Rendement réel des actifs des régimes	(73)	358	(15)	45
Cotisations de l'employeur ²	103	163	23	7
Cotisations des employés	5	5	—	3
Prestations versées	(176)	(166)	(27)	(19)
Règlement	(71)	(57)	—	—
Variations du taux de change	82	(60)	30	(25)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 321	3 451	376	365
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(332)	(195)	(54)	(10)

1 L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

2 À l'exclusion de lettres de crédit de 17 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (27 millions de dollars en 2017).

Les montants constatés au bilan de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	—	—	192	193
Créditeurs et autres	(1)	(1)	(8)	(8)
Autres passifs à long terme (note 15)	(331)	(194)	(238)	(195)
	(332)	(195)	(54)	(10)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnées.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(3 653)	(3 646)	(246)	(203)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 321	3 451	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(332)	(195)	(246)	(203)

¹ L'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Obligation au titre des prestations constituées	(3 347)	(3 372)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 321	3 451
Situation de capitalisation	(26)	79

L'obligation au titre des prestations constituées et les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnés comprennent les montants suivants qui sont liés à des régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Obligation au titre des prestations constituées	(3 347)	(944)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 321	925
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(26)	(19)

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2018	2017	2018
Titres d'emprunt	33 %	30 %	25 % à 45 %
Titres de participation	56 %	64 %	40 % à 70 %
Autres actifs	11 %	6 %	5 % à 15 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	Pourcentage des actifs des régimes	
			2018	2017
Titres d'emprunt	8	7	0,3 %	0,2 %
Titres de participation	7	3	0,2 %	0,1 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'avantages postérieurs au départ à la retraite évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	48	44	—	17	—	—	48	61	1	2
Titres de participation :										
Canada	355	410	138	151	—	—	493	561	13	15
États-Unis	460	543	116	354	—	—	576	897	16	24
International	40	45	281	322	—	—	321	367	9	10
Mondial	116	—	268	301	—	—	384	301	10	8
Marchés émergents	8	8	138	147	—	—	146	155	4	4
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	186	193	—	—	186	193	5	5
Provincial	—	—	198	194	—	—	198	194	5	5
Municipal	—	—	8	8	—	—	8	8	1	—
Entreprises	—	—	112	122	—	—	112	122	3	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	350	—	—	244	—	—	350	244	9	6
État	—	—	—	41	—	—	—	41	—	1
Municipal	—	—	—	4	—	—	—	4	—	—
Entreprises	145	—	51	234	—	—	196	234	5	6
International :										
Gouvernements	6	—	4	4	—	—	10	4	1	—
Entreprises	19	—	18	5	—	—	37	5	1	—
Titres adossés à des créances immobilières	128	—	—	73	—	—	128	73	3	2
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	196	140	196	140	5	4
Infrastructure	—	—	—	—	163	70	163	70	4	2
Fonds de capital- investissement	—	—	—	—	3	6	3	6	1	—
Dépôts	142	136	—	—	—	—	142	136	4	3
	1 817	1 186	1 518	2 414	362	216	3 697	3 816	100	100

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	
Solde au 31 décembre 2016	199
Achats et ventes	11
Gains réalisés et non réalisés	6
Solde au 31 décembre 2017	216
Achats et ventes	127
Gains réalisés et non réalisés	19
Solde au 31 décembre 2018	362

En 2019, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 113 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 7 millions de dollars et 61 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 17 millions de dollars pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2019	190	24
2020	193	23
2021	198	23
2022	203	23
2023	207	23
2024 à 2028	1 081	114

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2018. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Taux d'actualisation	3,90 %	3,60 %	4,10 %	3,70 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	3,00 %	—	—

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Taux d'actualisation	3,60 %	3,95 %	4,20 %	3,70 %	4,15 %	4,30 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,70 %	6,50 %	6,70 %	4,00 %	6,05 %	5,95 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	1,20 %	0,80 %	—	—	—

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 6 % pour 2019. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,50 % d'ici 2028 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de 1 % dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	25	(21)

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Coût des services rendus ¹	121	108	107	4	4	3
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	134	122	127	14	14	13
Rendement prévu des actifs des régimes	(221)	(178)	(175)	(16)	(21)	(11)
Amortissement de la perte actuarielle	15	14	20	1	1	2
Amortissement de l'actif réglementaire	18	37	27	—	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	—	—	2
Charge au titre du règlement – actif réglementaire	—	2	—	—	—	—
Charge au titre du règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	4	2	—	—	—	—
	(50)	(1)	(1)	(1)	(5)	7
Coût net des prestations constaté	71	107	106	3	(1)	10

¹ Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

Les montants avant les impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
Perte nette	364	53	273	11	270	21

La perte nette estimative pour les régimes PD et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations en 2019 s'établissent à respectivement 12 millions de dollars et 2 millions de dollars.

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
Amortissement de la perte nette reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net	(15)	(1)	(18)	(1)	(20)	(2)
Compression	—	—	(14)	(2)	—	—
Règlement	(4)	—	(11)	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	110	43	46	(7)	43	(5)
	91	42	3	(10)	23	(7)

24. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TransCanada est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat, les flux de trésorerie et la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient. La société évalue les contrats qu'elle conclut dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats dérivés qu'utilise la société afin de contribuer à gérer les risques de marché peuvent être constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées.
- Options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer le risque lié au prix des produits de base qui touche les activités à tarifs non réglementés de la société :

- dans le cadre des activités de production d'électricité de la société, TransCanada gère son exposition aux fluctuations des prix des produits de base par le truchement de contrats à long terme et d'activités de couverture, dont la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de l'entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel de la société, TransCanada gère son exposition aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par l'achat et la vente à terme compensatoires de gaz naturel sur les marchés à terme afin de garantir les marges positives;
- pour ce qui est de l'entreprise de commercialisation des liquides, TransCanada conclut des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage. Des instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables sur ces contrats auxquels TransCanada est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

La vente par la société de ses actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis en 2017, celle de ses contrats d'électricité de détail du nord-est des États-Unis le 1^{er} mars 2018 et la réduction progressive de ses contrats de commercialisation de l'électricité aux États-Unis ont grandement atténué l'exposition de la société au risque lié au prix de l'électricité.

Risque de taux d'intérêt

TransCanada a recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer ses activités d'exploitation, ce qui l'expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, TransCanada verse des intérêts à taux fixe sur sa dette à long terme et des intérêts à taux variable sur ses programmes de papier commercial et les montants qu'elle prélève sur ses facilités de crédit. Une petite partie de sa dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, la société est exposée au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Elle a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

Risque de change

TransCanada génère des produits et engage des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. De ce fait, les résultats et les flux de trésorerie de la société sont exposés aux variations des taux de change.

Une partie des activités de TransCanada génère un bénéfice en dollars US; toutefois, comme ses résultats financiers sont présentés en dollars canadiens, la fluctuation du dollar américain par rapport au dollar canadien peut influencer sur son bénéfice net. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, ce risque s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Le reliquat est couvert sur une période de un an au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change. Toutefois, l'exposition au risque va au-delà de cette période.

Couvertures de l'investissement net

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Les justes valeurs et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018		2017	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant en 2019) ³	(43)	300 US	(199)	1 200 US
Options de change en dollars américains (échéant de 2019 à 2020)	(47)	2 500 US	5	500 US
	(90)	2 800 US	(194)	1 700 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Le bénéfice net de 2018 comprend des gains réalisés nets de 2 millions de dollars (gains de 4 millions de dollars en 2017) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs.

Le montant nominal ainsi que la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars américains désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017
Montant nominal	31 000 (22 700 US)	25 400 (20 200 US)
Juste valeur	31 700 (23 200 US)	28 900 (23 100 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

Au 31 décembre 2018, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et au prêt.

Le risque de crédit lié aux contreparties représente la perte financière que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions du contrat ou de l'entente connexe conclu avec la société.

Pour gérer ce risque, la société fait affaire avec des contreparties solvables, en obtenant des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque les circonstances le justifient, et en établissant un montant limite pour toute opération avec une contrepartie de TransCanada. Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent protéger la société contre des pertes importantes.

La société surveille ses contreparties et passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 décembre 2018 et 2017, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, aucune concentration importante du risque de crédit ni aucune créance irrécouvrable importante.

TransCanada est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers puisque ces derniers détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créateurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ils seraient également classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable est égale à la juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2} (note 17)	(39 971)	(42 284)	(34 741)	(40 180)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	(7 508)	(6 665)	(7 007)	(7 233)
	(47 479)	(48 949)	(41 748)	(47 413)

1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 750 millions de dollars US (1,1 milliard de dollars US en 2017) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

2 Le bénéfice net de 2018 tient compte de pertes non réalisées de 2 millions de dollars (gains de 4 millions de dollars en 2017) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 750 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (1,1 milliard de dollars US en 2017). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Juste valeur des titres à revenu fixe ²				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	—	22	—	23
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	—	110	—	107
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	140	—	14	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	952	—	790	—
	1 092	132	804	130

1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé de la société.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017		2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints
Gains nets non réalisés (pertes nettes non réalisées)	11	—	(3)	1	(28)	(1)
Pertes nettes réalisées ²	(4)	—	(1)	—	—	—

1 Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.

2 Les gains et les pertes réalisés sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés sur produits de base a été calculée selon l'approche par le marché selon laquelle l'évaluation de la juste valeur s'appuie sur une transaction comparable à l'aide de cours du marché ou, en l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur. Les variations de la juste valeur sont quant à elles imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouvrés ou remboursés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Au 31 décembre 2018, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	1	—	—	716	717
Change	—	—	16	1	17
Taux d'intérêt	3	—	—	—	3
	4	—	16	717	737
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	1	—	—	50	51
Change	—	—	1	—	1
Taux d'intérêt	8	1	—	—	9
	9	1	1	50	61
Total des actifs dérivés	13	1	17	767	798
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	(4)	—	—	(622)	(626)
Change	—	—	(105)	(188)	(293)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	—	(3)
	(4)	(3)	(105)	(810)	(922)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	—	—	—	(28)	(28)
Change	—	—	(2)	—	(2)
Taux d'intérêt	(11)	(1)	—	—	(12)
	(11)	(1)	(2)	(28)	(42)
Total des passifs dérivés	(15)	(4)	(107)	(838)	(964)
Total des instruments dérivés	(2)	(3)	(90)	(71)	(166)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

Au 31 décembre 2017, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	1	—	—	249	250
Change	—	—	8	70	78
Taux d'intérêt	3	—	—	1	4
	4	—	8	320	332
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	—	—	—	69	69
Taux d'intérêt	4	—	—	—	4
	4	—	—	69	73
Total des actifs dérivés	8	—	8	389	405
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	(6)	—	—	(208)	(214)
Change	—	—	(159)	(10)	(169)
Taux d'intérêt	—	(4)	—	—	(4)
	(6)	(4)	(159)	(218)	(387)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	(2)	—	—	(26)	(28)
Change	—	—	(43)	—	(43)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	(2)	(1)	(43)	(26)	(72)
Total des passifs dérivés	(8)	(5)	(202)	(244)	(459)
Total des instruments dérivés	—	(5)	(194)	145	(54)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs des couvertures de juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur ¹	
	2018	2017	2018	2017
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	(748)	(688)	3	1
Dette à long terme	(273)	(685)	—	4
	(1 021)	(1 373)	3	5

1 Aux 31 décembre 2018 et 2017, ces soldes comprenaient des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers se présentent comme suit :

au 31 décembre 2018	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	23 865	44	59	—	—
Ventes ¹	17 689	56	79	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 862	1 650
Dates d'échéance	2019-2023	2019-2027	2019	2019	2019-2030

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2017	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	66 132	133	6	—	—
Ventes ¹	42 836	135	7	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 931	2 300
Millions de pesos mexicains	—	—	—	100	—
Dates d'échéance	2018-2022	2018-2021	2018	2018	2018-2022

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(en millions de dollars canadiens)			
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base ²	28	62	123
Change	(248)	88	25
Taux d'intérêt	—	(1)	—
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	351	(107)	(204)
Change	(24)	18	62
Taux d'intérêt	—	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures			
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(1)	23	(167)
Change	—	5	(101)
Taux d'intérêt	(1)	1	4

¹ Les montants nets des gains et pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente de produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² En 2018 et 2017, aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte nette de 42 millions de dollars en 2016).

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 22) liés à des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2018	2017	2016
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	(1)	(1)	39
Taux d'intérêt	(13)	4	5
	(14)	3	44

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Produits (Énergie)			Intérêts débiteurs		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Total présenté à l'état consolidé des résultats	2 124	3 593	4 206	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Couvertures de la juste valeur						
Contrats de taux d'intérêt						
Éléments couverts	—	—	—	(71)	(74)	(74)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)	1	8
Couvertures de flux de trésorerie						
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{1,2}						
Contrats de taux d'intérêt	—	—	—	22	17	14
Contrats sur produits de base	5	(20)	57	—	—	—

1 Il y a lieu de se reporter à la note 22 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2018 :

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	768	(626)	142
Change	18	(18)	—
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	798	(648)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(654)	626	(28)
Change	(295)	18	(277)
Taux d'intérêt	(15)	4	(11)
	(964)	648	(316)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2017 :

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	319	(198)	121
Change	78	(56)	22
Taux d'intérêt	8	(1)	7
	405	(255)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(242)	198	(44)
Change	(212)	56	(156)
Taux d'intérêt	(5)	1	(4)
	(459)	255	(204)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, la société a fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 143 millions de dollars et des lettres de crédit de 22 millions de dollars (165 millions de dollars et 30 millions de dollars en 2017). Au 31 décembre 2018, la société détenait une garantie en trésorerie de néant et des lettres de crédit de 1 million de dollars (néant et 3 millions de dollars en 2017) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2018, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017), et la société a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2018, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hierarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe. Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. L'évolution des conditions du marché pourrait entraîner des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2.
Niveau 3	Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2018, est classée comme suit :

au 31 décembre 2018	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	581	187	—	768
Change	—	18	—	18
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(555)	(95)	(4)	(654)
Change	—	(295)	—	(295)
Taux d'intérêt	—	(15)	—	(15)
	26	(188)	(4)	(166)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2017, est classée comme suit :

au 31 décembre 2017	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	21	283	15	319
Change	—	78	—	78
Taux d'intérêt	—	8	—	8
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(27)	(193)	(22)	(242)
Change	—	(212)	—	(212)
Taux d'intérêt	—	(5)	—	(5)
	(6)	(41)	(7)	(54)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2018	2017
Solde au début de l'exercice	(7)	16
Transferts du niveau 3	5	(19)
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	8	(17)
Règlements	(9)	18
Ventes	—	(5)
Change	(1)	—
Solde à la fin de l'exercice¹	(4)	(7)

¹ Les produits comprennent des pertes non réalisées de 5 millions de dollars (pertes non réalisées de 7 millions de dollars en 2017) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2018.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2018.

25. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Augmentation des débiteurs	(69)	(576)	(482)
Augmentation des stocks	(49)	(38)	(87)
Diminution (augmentation) des actifs destinés à la vente	—	14	(13)
Diminution des autres actifs à court terme	45	189	328
(Diminution) augmentation des créditeurs et autres	(70)	151	424
Augmentation des intérêts courus	41	12	62
(Diminution) augmentation des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	—	(25)	16
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(102)	(273)	248

26. AUTRES ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Iroquois Gas Transmission System et Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} juin 2017, TransCanada a mené à terme la vente d'une tranche de 49,34 % de sa participation de 50 % dans Iroquois, cette vente étant assortie d'une option visant la vente de sa participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure, en faveur de TC PipeLines LP. Au même moment, TransCanada a mené à terme la vente de sa participation résiduelle de 11,81 % dans Portland en faveur de TC PipeLines LP. Le produit de ces transactions, qui s'est chiffré à 765 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, comporte un versement en trésorerie de 597 millions de dollars US et un montant de 168 millions de dollars US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de Portland.

En janvier 2016, TransCanada a mené à terme la vente d'une participation de 49,9 % dans Portland à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 223 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 188 millions de dollars US et la prise en charge de la quote-part de la dette de Portland, à savoir 35 millions de dollars US.

En mars 2016, TransCanada a acquis une participation de 4,87 % dans Iroquois à un prix d'achat global de 54 millions de dollars US, portant ainsi la participation de TransCanada à 49,35 %. Le 1^{er} mai 2016, la société a acquis une participation additionnelle de 0,65 % à un prix d'achat global de 7 millions de dollars US, ce qui a augmenté encore la participation de TransCanada dans Iroquois pour la porter à 50 %.

Acquisition de Columbia

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a acquis la totalité de Columbia en contrepartie d'un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie, en fonction d'un prix de 25,50 \$ US par action pour l'ensemble des actions ordinaires en circulation de Columbia, ainsi que toutes les unités d'actions liées à la performance et les unités d'actions temporairement incessibles en circulation. L'acquisition a été financée par l'affectation du produit d'environ 4,4 milliards de dollars tiré de la vente des reçus de souscription, par des prélèvements sur les facilités de crédit-relais d'acquisition totalisant 6,9 milliards de dollars US et par des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne et, à la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires » pour un complément d'information sur les reçus de souscription.

À la date d'acquisition, Columbia exploitait un portefeuille de gazoducs réglementés s'étendant sur environ 24 500 km (15 200 milles), des installations de stockage de gaz naturel de 285 Gpi³ ainsi que des services intermédiaires et autres actifs dans diverses régions des États-Unis. TransCanada a acquis Columbia dans le but d'élargir le marché du gaz naturel de la société aux États-Unis, positionnant ainsi la société afin de saisir d'autres occasions de croissance à long terme.

L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition tient compte principalement des possibilités d'étendre les activités du secteur des gazoducs de la société sur le marché américain et de renforcer sa position concurrentielle dans le secteur du gaz naturel en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice. L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition aux termes de laquelle

les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge ont été comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. Le calcul du prix d'achat correspond aux estimations faites par la direction relativement à la juste valeur des actifs et passifs de Columbia au 1^{er} juillet 2016.

(en millions de dollars)	1 ^{er} juillet 2016	
	US	CA ¹
Contrepartie du prix d'achat	10 294	13 392
Juste valeur		
Actifs à court terme	658	856
Immobilisations corporelles	7 560	9 835
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	441	574
Actifs réglementaires	190	248
Actifs incorporels et autres actifs	135	175
Passifs à court terme	(597)	(777)
Passifs réglementaires	(294)	(383)
Autres passifs à long terme	(144)	(187)
Passifs d'impôts reportés	(1 613)	(2 098)
Dette à long terme	(2 981)	(3 878)
Participations sans contrôle	(808)	(1 051)
Juste valeur des actifs nets acquis	2 547	3 314
Écart d'acquisition	7 747	10 078

¹ Au 1^{er} juillet 2016, le taux de change était de 1,30 \$.

La juste valeur des actifs à court terme, y compris la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et les stocks, et la juste valeur des passifs à court terme, incluant les billets à payer et les intérêts courus, se rapprochaient de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces éléments. Certains éléments du fonds de roulement liés aux acquisitions ont donné lieu à un ajustement des créditeurs.

Les gazoducs de Columbia sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, leurs bases tarifaires devraient être recouvrées selon un taux de rendement raisonnable sur la durée des actifs. La juste valeur de ces actifs et des actifs et passifs réglementaires connexes correspondait à leur valeur comptable à l'acquisition. La juste valeur des droits miniers compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été déterminée à l'aide de la méthode des flux de trésorerie actualisés, ce qui a donné lieu à une hausse de 241 millions de dollars (185 millions de dollars US) de la juste valeur. La juste valeur du carburant de base, à la date d'acquisition, compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été calculée en appliquant un cours du marché multiplié par le volume estimatif de carburant en place, contribuant ainsi à une augmentation de 840 millions de dollars (646 millions de dollars US) de la juste valeur.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la société a mené à bien ses procédures d'évaluation du volume de carburant de base acquis et ainsi, en a diminué sa juste valeur de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US). Cette diminution a eu une incidence sur le calcul du prix d'achat en raison de la baisse de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US) des immobilisations corporelles et de 45 millions de dollars (35 millions de dollars US) des passifs d'impôts reportés et de la hausse de 71 millions de dollars (55 millions de dollars US) de l'écart d'acquisition, pour un total se chiffrant à 7 802 millions de dollars US (7 747 millions de dollars US en 2016) au 31 décembre 2017. Cet ajustement n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de la société.

La juste valeur de la dette à long terme de Columbia a été évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des taux observables pratiqués sur le marché pour des instruments d'emprunt semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur a donc augmenté de 300 millions de dollars (231 millions de dollars US).

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur de la dette de Columbia prise en charge par TransCanada à la date d'acquisition.

(en millions de dollars)	Date d'échéance	Type	Juste valeur	Taux d'intérêt
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	506 \$ US	2,45 %
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis (750 \$ US)	779 \$ US	3,30 %
	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis (1 000 \$ US)	1 092 \$ US	4,50 %
	Juin 2045	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	604 \$ US	5,80 %
			2 981 \$ US	

La juste valeur du régime de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de Columbia s'appuie sur l'évaluation actuarielle de la situation de capitalisation des régimes à la date d'acquisition, ce qui s'est traduit par une hausse de 15 millions de dollars (12 millions de dollars US) et de 5 millions de dollars (4 millions de dollars US) des actifs réglementaires et des autres passifs à long terme, respectivement, et par une baisse de 14 millions de dollars (11 millions de dollars US) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars US) des actifs incorporels et autres actifs et des passifs réglementaires, respectivement.

Les écarts temporaires créés par suite des variations de la juste valeur susmentionnées ont donné lieu à des actifs et à des passifs d'impôts reportés qui ont été comptabilisés au taux d'imposition effectif de 39 % aux États-Unis pour la société.

La juste valeur des participations sans contrôle de Columbia a été calculée en fonction d'environ 53,8 millions de parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») en circulation et destinées au grand public en date du 30 juin 2016 et qui ont été évaluées au cours de clôture de 15,00 \$ US par part ordinaire au 30 juin 2016. Le 17 février 2017, TransCanada a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public. Il y a lieu de se reporter à la note 19 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

En 2016, la charge liée à l'acquisition se chiffrant à environ 36 millions de dollars a été incluse dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

La société a commencé à consolider les résultats de Columbia une fois l'acquisition réalisée. Les principales conventions comptables de Columbia cadraient avec celles de TransCanada et s'appliquent toujours. Columbia a contribué aux produits et au bénéfice net de la société respectivement pour des montants de 929 millions de dollars et de 132 millions de dollars entre le 1^{er} juillet 2016 et le 31 décembre 2016.

L'information financière supplémentaire consolidée pro forma de la société qui suit pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 intègre les résultats d'exploitation de Columbia comme si l'acquisition avait été réalisée le 1^{er} janvier 2015.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Produits	13 404	13 007
Bénéfice net (perte nette)	627	(820)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	234	(971)

Énergie

Cartier Énergie éolienne

Le 24 octobre 2018, la société a conclu la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de sa participation de 62 % dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne pour un produit de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture. Par conséquent, la société a constaté un gain de 170 millions de dollars (143 millions de dollars après les impôts) sur la vente, lequel a été porté au poste « Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats.

Énergie solaire en Ontario

Le 19 décembre 2017, la société a mené à terme la vente de ses actifs d'énergie solaire en Ontario en faveur d'un tiers pour un produit de 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente de 127 millions de dollars (136 millions de dollars après les impôts) qui a été inclus dans le gain (la perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Actifs d'électricité du nord-est des États-Unis

En 2018, au moment de produire sa déclaration de revenu annuelle pour 2017 visant ses activités américaines, la société a inscrit un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars en lien avec la vente de ses actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis.

Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit d'environ 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Elle a ainsi inscrit en 2017 un gain sur la vente de 715 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts), lequel comprend l'incidence de gains de change de 5 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net.

Le 2 juin 2017, TransCanada a mené à terme la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. En 2016, la société a inscrit une perte de 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) laquelle comprend l'incidence de gains de change de 70 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net à la clôture. La société a inscrit une perte additionnelle de 211 millions de dollars (167 millions de dollars après les impôts) sur la vente en 2017, dont des gains de change de 2 millions de dollars. Ces pertes additionnelles sont principalement imputables à des ajustements qui ont été apportés au prix d'achat et aux coûts de réparation en raison d'un arrêt imprévu à la centrale Ravenswood avant la clôture de la vente.

Les gains et pertes sur ces ventes sont portés au poste « Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. Le produit reçu de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement de l'encours des facilités de crédit-relais d'acquisition de la société qui ont servi à financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Ironwood

En février 2016, TransCanada a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood pour une contrepartie de 653 millions de dollars US en trésorerie, compte tenu des ajustements postérieurs à la clôture. L'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge n'a pas donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition. La société a commencé à consolider les résultats d'Ironwood à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma d'Ironwood sur les produits et le bénéfice net de la société de la date d'acquisition à la date de la vente n'est pas significative.

27. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2019	81	7	74
2020	78	7	71
2021	76	4	72
2022	69	3	66
2023	67	3	64
2024 et par la suite	390	8	382
	761	32	729

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2018 ont atteint 84 millions de dollars (93 millions de dollars en 2017; 145 millions de dollars en 2016).

Autres engagements

TransCanada et ses sociétés liées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts. Au 31 décembre 2018, TransCanada avait les engagements suivants au titre des dépenses en immobilisations :

- un montant d'environ 4,6 milliards de dollars dans son secteur des gazoducs au Canada, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets du réseau de gazoducs de Coastal GasLink et de NGTL;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs aux États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- un montant d'environ 0,3 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Mexique, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs de Sur de Texas, de Villa de Reyes et de Tula;
- un montant d'environ 0,4 milliard de dollars dans son secteur des pipelines de liquides, se rapportant principalement aux coûts des travaux d'aménagement de Keystone XL et de construction de White Spruce;
- un montant d'environ 0,7 milliard de dollars dans son secteur de l'énergie, se rapportant à sa quote-part dans les engagements au titre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur du siège social, se rapportant à diverses ententes touchant la prestation de services de TI.

Éventualités

TransCanada est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2018, la société avait constaté quelque 40 millions de dollars (34 millions de dollars en 2017) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état en cours pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. Les montants en cause dans le cadre de ces actions ne peuvent être estimés de façon raisonnable puisqu'il n'est pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances. La direction estime que leur règlement ultime n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TransCanada et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis la performance financière de cette entité. Ces ententes sont assorties d'une garantie et d'une lettre de crédit qui se rapportent principalement aux services de construction et à l'acheminement du gaz naturel.

TransCanada et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est comptabilisée dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)		2018		2017		
		Échéance	Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020		183	1	315	2
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2021		88	—	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059		104	11	104	13
			375	12	507	16

¹ Quote-part de TransCanada à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

28. COÛTS DE RESTRUCTURATION DE L'ENTREPRISE

Au milieu de 2015, la société a entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de ses activités existantes. En raison de cette initiative, la société a engagé des coûts de restructuration et comptabilisé une provision pour les indemnités de cessation d'emploi prévues pour les exercices à venir, de même que pour les pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location.

Sur une base cumulée jusqu'au 31 décembre 2018, la société avait engagé relativement à cette transformation des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 60 millions de dollars pour les obligations locatives, déduction faite de coûts de 157 millions de dollars recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Elle a constitué des provisions supplémentaires en 2018 qui reflètent les pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location. Le solde de la provision pour obligations locatives au 31 décembre 2018 devrait être entièrement réalisé d'ici 2027.

Les variations du passif au titre de la restructuration s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Indemnités de cessation d'emploi	Obligations locatives	Total
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99
Charges de restructuration ¹	—	6	6
Charges de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(27)	(17)	(44)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2017	9	53	62
Charges de restructuration ¹	—	42	42
Charges de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(9)	(15)	(24)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2018	—	81	81

¹ Au 31 décembre 2018, elle a inscrit des montant additionnels de 21 millions de dollars et de 21 millions de dollars respectivement au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats et au titre d'un actif réglementaire au bilan consolidé; ces montants ont trait à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au cours de périodes futures (3 millions de dollars et 3 millions de dollars, respectivement, en 2017).

29. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Une EDDV s'entend d'une entité juridique qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques dans lesquelles la société est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	45	41
Débiteurs	79	63
Stocks	24	23
Autres	13	11
	161	138
Immobilisations corporelles	3 026	3 535
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	965	917
Écart d'acquisition	453	490
Actifs incorporels et autres actifs	8	3
	4 613	5 083
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	88	137
Dividendes à payer	—	1
Intérêts courus	24	23
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	79	88
	191	249
Passifs réglementaires	43	34
Autres passifs à long terme	3	3
Passifs d'impôts reportés	13	13
Dette à long terme	3 125	3 244
	3 375	3 543

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités juridiques dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 575	4 372
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	170	171
Risque maximal de perte	4 745	4 543

Renseignements à l'intention des actionnaires

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs. Communiquez avec :

David Moneta

vice-président, Relations avec les investisseurs

Téléphone : **1.403.920.7911**

Sans frais : **1.800.361.6522**

Courriel : **investor_relations@transcanada.com**

Visitez TransCanada.com pour les renseignements à l'intention des investisseurs :

TransCanada.com/Investors

Renseignements sur les actions

Actions ordinaires (TSX, NYSE) : TRP

Actions privilégiées (TSX) :

Série 1: TRP.PR.A

Série 2: TRP.PR.F

Série 3: TRP.PR.B

Série 4: TRP.PR.H

Série 5: TRP.PR.C

Série 6: TRP.PR.I

Série 7: TRP.PR.D

Série 9: TRP.PR.E

Série 11: TRP.PR.G

Série 13: TRP.PR.J

Série 15: TRP.PR.K



Suivez-nous sur Facebook :

[Facebook.com/TransCanadaCorporation](https://www.facebook.com/TransCanadaCorporation)

Suivez-nous sur Twitter :

@TransCanada et @TransCanadaJobs

Contactez-nous sur LinkedIn :

[LinkedIn.com/Company/TransCanada](https://www.linkedin.com/company/transcanada)

Abonnez-vous à notre chaîne YouTube :

[YouTube.com/TransCanada](https://www.youtube.com/TransCanada)

Recherche d'emploi :

[Jobs.TransCanada.com](https://jobs.transcanada.com)

Lisez nos dernières actualités :

[TransCanada.com/Stories](https://www.transcanada.com/Stories)

Agent des transferts

Services aux investisseurs Computershare

100 University Avenue, 8th Floor

Toronto, Ontario M5J 2Y1

Téléphone : **1.514.982.7959**

Sans frais : **1.800.340.5024**

Télécopieur : **1.888.453.0330**

Courriel : **transcanada@computershare.com**

Rapport de responsabilité d'entreprise (RE)

Agir correctement aujourd'hui pour réussir demain. Consultez notre rapport de RE au **TransCanada.com/CRReport**

Siège social de la société

TransCanada Corporation

450 – 1 Street SW

Calgary, Alberta, Canada

T2P 5H1



Visitez notre site Web :
TransCanada.com

Consultez notre rapport annuel en ligne au
RapportAnnuel.TransCanada.com

Imprimé au Canada
Février 2019

MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM

