

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.R.L. / SENCRL.

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. / SENCRL

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			2018	2017
(en millions de dollars canadiens)				
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 bénéfice, 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 recouvrés 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 recouvrer 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 recouvrer 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 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 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 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 créiteurs 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 bénéfices 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 approuvés 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					
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Emprunteur	Objet	Échéance	2018		2017
			Total des facilités	Capacité inutilisée	Total des facilités
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogeables ¹					
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 vue ¹					
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	2018	2017	2016
(en millions de dollars canadiens)			
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	2018	2017	2016
(en millions de dollars canadiens)			
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	2018	2017
(en millions de dollars canadiens)		
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	

- 1 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.
- 2 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.
- 3 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.
- 4 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.
- 5 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	Débentures	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	Débentures	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	Débentures	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 effectif ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ²					
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

- 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.
- 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).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- 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 présument 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 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 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 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 dérivés¹
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 valeur¹	
	2018	2017	2018
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	(748)	(688)	3
Dette à long terme	(273)	(685)	—
	(1 021)	(1 373)	3

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 compensation¹	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 compensation¹	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.

Hiérarchie 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

Dédution 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)	Paielements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paielements 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		2018		2017	
(en millions de dollars canadiens)	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
Paielements 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
Paielements 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 montants 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