

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 Corporation TC Énergie (« TC Énergie » 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 2019 et 2018 et met en évidence les changements importants survenus entre 2018 et 2017, 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 of the 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 2019 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, Stratégie et expansion de l'entreprise, et chef des finances

Le 12 février 2020

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires de Corporation TC Énergie

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de Corporation TC Énergie (la « société ») aux 31 décembre 2019 et 2018, 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 2019, 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 2019 et 2018, 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 2019 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 2019, 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 12 février 2020, 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.

Question critique de l'audit

La question critique de l'audit présentée ci-après est l'élément découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui a été communiqué au comité d'audit, ou qui doit l'être, et qui : 1) porte sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés; et 2) font intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La présentation de la question critique de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur la question critique de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elle se rapporte.

Évaluation des indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Comme il est mentionné à la note 12 afférente aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition s'élevait à 12 887 millions de dollars au 31 décembre 2019. La société soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, pourrait avoir subi une perte de valeur. Au cours de l'exercice, la société n'a procédé qu'à des appréciations qualitatives des événements et changements de situation pertinents pour déterminer s'il était probable, dans une proportion de plus de 50 %, que la juste valeur de chacune des unités d'exploitation soit inférieure à la valeur comptable. Les appréciations qualitatives ont été faites en date du 31 décembre 2019 et du 30 juin 2019 alors que certains actifs de Columbia Midstream afférents à l'unité d'exploitation Columbia Pipeline Group ont été classés en tant qu'actifs destinés à la vente.

Nous avons déterminé que l'évaluation des indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition ou des facteurs qualitatifs constituait une question critique de l'audit. Les événements ou changements de situation pertinents pourraient indiquer une dépréciation possible de l'écart d'acquisition, ce qui nécessite l'exercice d'un jugement complexe porté par l'auditeur. Les facteurs qualitatifs potentiels englobent la cession de certains actifs de Columbia Midstream, la conjoncture macroéconomique, les considérations du secteur et du marché, les facteurs de coûts, les résultats financiers historiques et prévus, les événements propres à l'entité et aux unités d'exploitation, ce qui a nécessité un degré plus élevé de jugement porté par l'auditeur pour procéder à l'évaluation. Ces facteurs qualitatifs potentiels pourraient avoir une incidence importante sur l'appréciation faite par la société et la nécessité de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif.

Les principales procédures que nous avons mises en œuvre afin de traiter cette question critique de l'audit comprennent ce qui suit. Nous avons testé certains contrôles internes au titre du processus d'appréciation de la société à l'égard de la dépréciation de l'écart d'acquisition, notamment les contrôles qui permettent de déterminer les facteurs qualitatifs potentiels. Nous avons évalué l'appréciation faite par la société de ses unités d'exploitation en comparant tout changement d'événements propres à l'entité et aux unités d'exploitation que la société a relevés par rapport à toute information probante obtenue dans le cadre d'autres procédures. Nous avons évalué l'information contenue dans les rapports d'analyse du secteur de l'énergie et des services publics, laquelle a été comparée aux considérations du marché et aux considérations géopolitiques utilisées par la société, dont l'appréciation de la capacité des réseaux de gazoducs existants, des réserves volumétriques des bassins approvisionnant les unités d'exploitation respectives en vue de soutenir la croissance prévue des produits ainsi que des prévisions en matière de consommation mondiale d'énergie. Nous avons analysé les facteurs de coûts, la performance financière des unités d'exploitation, de même que d'autres événements précis se rapportant à l'entité ou aux unités d'exploitation, dont l'incidence des projets d'expansion des réseaux de gazoducs nouvellement approuvés et la capacité des clients actuels à satisfaire aux modalités des contrats en cours. De plus, nous avons demandé à un spécialiste en évaluation ayant des compétences et des connaissances spécialisées de nous aider à analyser les changements apportés au profil de risque et au potentiel de croissance qualitatifs des unités d'exploitation par rapport aux hypothèses utilisées dans le cadre des tests de dépréciation quantitatifs de l'écart d'acquisition effectués au cours des périodes précédentes.

KPMG S.R.L. / SENCRL.

Comptables professionnels agréés

Nous sommes les auditeurs de la société depuis 1956.

Calgary, Canada
Le 12 février 2020

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de Corporation TC Énergie

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 Corporation TC Énergie (la « société ») au 31 décembre 2019, 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 2019, 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 2019 et 2018, 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 2019, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 12 février 2020 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 12 février 2020

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2019	2018	2017
Produits (note 5)			
Gazoducs – Canada	4 010	4 038	3 693
Gazoducs – États-Unis	4 978	4 314	3 584
Gazoducs – Mexique	603	619	570
Pipelines de liquides	2 879	2 584	2 009
Énergie et stockage	785	2 124	3 593
	13 255	13 679	13 449
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	920	714	773
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 909	3 591	3 906
Achats de produits de base revendus	369	1 488	2 382
Impôts fonciers	727	569	569
Amortissement	2 464	2 350	2 055
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 12 et 13)	—	801	1 257
	7 469	8 799	10 169
(Perte) gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 27)	(121)	170	631
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 18)	2 333	2 265	2 069
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(475)	(526)	(507)
Intérêts créditeurs et autres	(460)	76	(184)
	1 398	1 815	1 378
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 187	3 949	3 306
Charge (recouvrement) d'impôts (note 17)			
Exigibles	699	315	149
Reportés	55	284	566
Reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	—	(167)	(804)
	754	432	(89)
Bénéfice net	4 433	3 517	3 395
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 20)	293	(185)	238
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	4 140	3 702	3 157
Dividendes sur les actions privilégiées	164	163	160
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 976	3 539	2 997
Bénéfice net par action ordinaire (note 21)			
De base	4,28 \$	3,92 \$	3,44 \$
Dilué	4,27 \$	3,92 \$	3,43 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,00 \$	2,76 \$	2,50 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 21)			
De base	929	902	872
Dilué	931	903	874

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)	2019	2018	2017
Bénéfice net	4 433	3 517	3 395
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Pertes et gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(944)	1 358	(749)
Reclassement de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	(13)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	35	(42)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(62)	(10)	3
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	14	21	(2)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(10)	(114)	(11)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	10	15	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(82)	86	(106)
Autres éléments du résultat étendu (note 23)	(1 052)	1 314	(926)
Résultat étendu	3 381	4 831	2 469
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	194	(13)	83
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	3 187	4 844	2 386
Dividendes sur les actions privilégiées	164	163	160
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	3 023	4 681	2 226

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)	2019	2018	2017
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	4 433	3 517	3 395
Amortissement	2 464	2 350	2 055
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 12 et 13)	—	801	1 257
Impôts reportés (note 17)	55	284	566
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018 (note 17)	—	(167)	(804)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	(920)	(714)	(773)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	1 213	985	970
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 24)	(45)	(35)	(64)
Perte (gain) sur les actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 27)	121	(170)	(631)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(299)	(374)	(362)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(134)	220	(149)
(Gains) pertes de change sur un prêt à une société liée (note 10)	(53)	5	63
Autres	(46)	(45)	(20)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation (note 26)	293	(102)	(273)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 082	6 555	5 230
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(7 475)	(9 418)	(7 383)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(707)	(496)	(146)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 10)	(602)	(1 015)	(1 681)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	2 398	614	4 683
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement (note 13)	—	470	634
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	186	121	362
Païement au titre d'actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc. (note 15)	(373)	—	—
Montants reportés et autres	(299)	(295)	(168)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(6 872)	(10 019)	(3 699)
Activités de financement			
Billets à payer émis, montant net	1 656	817	1 038
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	3 024	6 238	3 643
Remboursements sur la dette à long terme	(3 502)	(3 550)	(7 085)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 436	—	3 468
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 798)	(1 571)	(1 339)
Dividendes sur les actions privilégiées	(160)	(158)	(155)
Distributions aux participations sans contrôle	(216)	(225)	(283)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	253	1 148	274
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	49	225
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	(1 205)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	693	2 748	(1 419)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(6)	73	(39)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	897	(643)	73
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	446	1 089	1 016
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	1 343	446	1 089

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre		2019	2018
(en millions de dollars canadiens)			
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		1 343	446
Débiteurs		2 422	2 535
Stocks		452	431
Actifs destinés à la vente (note 6)		2 807	543
Autres (note 7)		627	1 180
		7 651	5 135
Immobilisations corporelles (note 8)		65 489	66 503
Prêt à une société liée (note 10)		1 434	1 315
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)		6 506	7 113
Placements restreints		1 557	1 207
Actifs réglementaires (note 11)		1 587	1 548
Écart d'acquisition (note 12)		12 887	14 178
Actifs incorporels et autres actifs (note 13)		2 168	1 921
		99 279	98 920
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer (note 14)		4 300	2 762
Créditeurs et autres (note 15)		4 544	5 408
Dividendes à payer		737	668
Intérêts courus		613	646
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 18)		2 705	3 462
		12 899	12 946
Passifs réglementaires (note 11)		3 772	3 930
Autres passifs à long terme (note 16)		1 614	1 008
Passifs d'impôts reportés (note 17)		5 703	6 026
Dette à long terme (note 18)		34 280	36 509
Billets subordonnés de rang inférieur (note 19)		8 614	7 508
		66 882	67 927
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 21)		24 387	23 174
Émises et en circulation :	31 décembre 2019 – 938 millions d'actions		
	31 décembre 2018 – 918 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 22)		3 980	3 980
Surplus d'apport		—	17
Bénéfices non répartis		3 955	2 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 23)		(1 559)	(606)
Participations assurant le contrôle		30 763	29 338
Participations sans contrôle (note 20)		1 634	1 655
		32 397	30 993
		99 279	98 920

Engagements, éventualités et garanties (note 28)

Coûts de restructuration (note 29)

Entités à détenteurs de droits variables (note 30)

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)	2019	2018	2017
Actions ordinaires (note 21)			
Solde au début de l'exercice	23 174	21 167	20 099
Actions émises			
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	931	855	790
À l'exercice d'options sur actions	282	34	62
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission	—	1 118	216
Solde à la fin de l'exercice	24 387	23 174	21 167
Actions privilégiées			
Solde au début et à la fin de l'exercice	3 980	3 980	3 980
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	17	—	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(17)	10	6
Dilution découlant des parts de TC PipeLines, LP émises	—	7	26
Transfert d'actifs à TC PipeLines, LP	—	—	(202)
Acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	—	(171)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	—	341
Solde à la fin de l'exercice	—	17	—
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	2 773	1 623	1 138
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	4 140	3 702	3 157
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 794)	(2 501)	(2 184)
Dividendes sur les actions privilégiées	(164)	(163)	(159)
Ajustement de l'incidence fiscale des transferts d'actifs à TC PipeLines, LP	—	95	—
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	—	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)
Solde à la fin de l'exercice	3 955	2 773	1 623
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(606)	(1 731)	(960)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 23)	(953)	1 142	(771)
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	—	(17)	—
Solde à la fin de l'exercice	(1 559)	(606)	(1 731)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	30 763	29 338	25 039
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 655	1 852	1 726
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	293	(185)	238
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(99)	172	(155)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(215)	(224)	(280)
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	—	49	225
Diminution de la participation de TC Énergie dans TC PipeLines, LP	—	(9)	(41)
Reclassement depuis les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution (note 20)	—	—	106
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	—	33
Solde à la fin de l'exercice	1 634	1 655	1 852
Total des capitaux propres	32 397	30 993	26 891

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 TC ÉNERGIE

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé sa dénomination pour celle de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») afin de mieux refléter l'étendue de ses activités et de renforcer sa position en tant que chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Par ailleurs, le secteur précédemment appelé Énergie est renommé Énergie et stockage.

TC Énergie 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 et stockage, 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 principalement réglementés par la Régie de l'énergie du Canada (« REC ») et qui s'étendent sur 40 658 km (25 264 milles). La société détient également une participation dans le gazoduc en cours d'aménagement Coastal GasLink réglementé par la British Columbia Oil and Gas Commission (« OGC »).

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 50 089 km (31 124 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi³ et d'autres actifs détenus directement et par le truchement de la participation de la société dans TC Pipelines, LP.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 2 503 km (1 554 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides est constitué des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs d'une longueur de 4 946 km (3 075 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, ainsi que d'une entreprise de commercialisation des liquides.

Énergie et stockage

Le secteur de l'énergie et du stockage est principalement constitué des participations de la société dans 10 centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Ces actifs sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick et ils comprennent une participation dans Portlands Energy Centre ainsi que dans les centrales alimentées au gaz naturel Halton Hills et Napanee, lesquelles ont été classées dans les actifs destinés à la vente au 31 décembre 2019. 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 TC Énergie 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. TC Énergie 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. TC Énergie 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, TC Énergie 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.

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10) et la recouvrabilité des immobilisations corporelles (note 8);
- la juste valeur des unités d'exploitation comportant un écart d'acquisition (notes 12 et 27);
- la recouvrabilité des coûts de projet capitalisés (note 13);
- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises.

La société 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. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 11);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 16);
- les provisions pour les impôts sur le bénéficiaire, y compris la réforme fiscale aux États-Unis (note 17);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 24);
- la juste valeur des instruments financiers (note 25);
- les provisions au titre des engagements, éventualités et garanties (note 28) et les coûts de restructuration (note 29).

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 la REC, auparavant l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), de l'Alberta Energy Regulator (« AER ») ou de l'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 TC Énergie, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Un actif est admissible à la CATR lorsqu'il satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de 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 TC Énergie 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

La contrepartie totale afférente aux services et aux produits 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.

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 de compétence fédérale sont assujettis aux décisions réglementaires de la REC. 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 la REC. 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 la REC ne rende une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de la REC au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque la REC 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.

La société détient 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.

En 2019, TC Énergie a vendu une partie des actifs de Columbia Midstream. Avant la vente, 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 provenaient d'engagements contractuels et ils étaient constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les services et produits liés aux services intermédiaires de transport du gaz naturel étaient respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société n'a pas pris possession du gaz naturel pour lequel elle fournissait des services intermédiaires. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information sur la vente des actifs 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.

Autres

Les produits nets tirés de la vente de pétrole brut exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu.

Énergie et stockage

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie et de stockage 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. Les gains se rapportant à la vente attendue de ces actifs ne sont pas pris en compte tant que la transaction ne s'est pas concrétisée. 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

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.

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation des actifs intermédiaires étaient inscrites au coût avant qu'elles ne soient vendues en 2019. L'amortissement était calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs étaient prêts pour l'usage auquel ils étaient destinés. Les installations de collecte et de traitement étaient amorties à des taux annuels se situant entre 1,7 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles étaient amorties à divers taux. Lorsque ces immobilisations ont été mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe ont été sortis du bilan et les gains ou les pertes ont été constatés dans le bénéfice net. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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 et stockage

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur de l'énergie et du stockage 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 4 % 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. La société prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, les considérations de l'industrie et du marché, les facteurs de coût, les résultats financiers historiques et prévisionnels, et les circonstances propres à l'unité d'exploitation. 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 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. Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation constituant une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise au moment d'établir le gain ou la perte sur la cession. Le montant de l'écart d'acquisition est calculé en fonction des justes valeurs relatives de l'entreprise devant être cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée. Tant l'écart d'acquisition cédé que la tranche de l'écart d'acquisition afférente à l'unité d'exploitation devant être conservée feront l'objet d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition.

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 TC Énergie vend de l'électricité ont été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation dans le cas où la société est le bailleur.

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 la REC, TC Énergie 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 la REC 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 la REC. 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 autres installations 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 TC Énergie ou générés par celle-ci. Au besoin, TC Énergie 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 TC Énergie 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. Les extinctions sont prises en compte à mesure qu'elles surviennent. 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 la REC.

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 recouverts au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs ou de passifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts 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 2019

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 12 mois. Les contrats de location seront classés 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 consolidé des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et elles ont été appliquées à l'aide d'un allègement transitoire facultatif qui a permis aux entités d'appliquer pour la première fois la nouvelle norme en matière de contrats de location à l'adoption (le 1^{er} janvier 2019) et de comptabiliser un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture dans la période au cours de laquelle l'adoption est survenue. Cette option de transition a dispensé la société d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elle présente.

La société a opté pour les mesures de simplification et des exemptions disponibles à l'adoption qui lui permettent :

- de ne pas réévaluer les conclusions antérieures sur les contrats de location existants concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon la nouvelle norme;
- de reporter prospectivement le classement des contrats de location historiques et le traitement comptable qui se rapporte aux servitudes afférentes aux contrats existants;
- de ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme;
- de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur;
- de recourir à des connaissances a posteriori pour déterminer la durée du contrat de location et de soumettre les actifs au titre de droits d'utilisation à un test de dépréciation.

Les nouvelles directives ont eu une incidence importante sur le bilan consolidé de la société, sans toutefois avoir d'incidence sur ses états consolidés des résultats et des flux de trésorerie. La modification la plus importante qui a été apportée a trait à la comptabilisation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents aux contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations additionnelles à fournir concernant les activités locatives de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives.

Des hypothèses et jugements importants ont été utilisés lors de l'application des nouvelles directives pour déterminer ce qui suit :

- si un contrat contient un contrat de location;
- la durée du contrat de location, compte tenu des options de renouvellement pouvant être exercées. La durée de l'ensemble des contrats de location de la société tient compte du temps pour lequel le contrat de location est non résiliable et des intervalles supplémentaires visés par une option de prolongation (ou de non résiliation) du contrat de location que la société a la certitude raisonnable d'exercer ou une option de prolongation (ou de non résiliation) du contrat de location que contrôle le bailleur;
- le taux d'actualisation du contrat de location.

Méthode comptable du preneur à bail

La société détermine si un arrangement constitue un contrat de location à la passation du contrat. Les contrats de location-exploitation sont comptabilisés comme des actifs au titre de droits d'utilisation et compris dans les immobilisations corporelles alors que les obligations correspondantes sont portées dans les créiteurs et autres et dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé.

Les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives, tous deux liés aux contrats de location-exploitation, sont constatés en fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux futurs au titre de la location sur la durée du contrat de location, à la date de début dudit contrat. Les contrats de location de la société n'étant pas assortis d'un taux d'intérêt implicite, cette dernière recourt à son taux d'emprunt marginal fondé sur l'information disponible à la date de début pour déterminer la valeur actualisée des paiements futurs. Les actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation incluent également tous les loyers payés d'avance et les coûts directs initiaux, mais ils excluent les avantages au titre de la location. La durée d'un contrat de location peut comprendre des options de prolongation ou de résiliation du contrat lorsque la société a la certitude raisonnable d'exercer cette option. La charge relative aux contrats de location-exploitation est calculée selon le mode linéaire sur la durée des contrats et elle est prise en compte dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

Méthode comptable du bailleur

La société intervient en tant que bailleur à l'égard de certains contrats qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Elle comptabilise en tant que produits les paiements de loyers sur la durée du contrat selon le mode linéaire. Les paiements de loyers variables sont comptabilisés comme des produits dans la période au cours de laquelle surviennent des changements en ce qui a trait aux faits et circonstances sur lesquels s'appuie le calcul des paiements en question.

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 a choisi d'adopter ces directives à compter du premier trimestre de 2019. Ces directives ont été appliquées rétrospectivement et n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient 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 approche rétrospective modifiée. L'adoption de ces nouvelles directives n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

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 et s'appliqueront prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. L'adoption de ces nouvelles directives n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

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 de ces nouvelles directives n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

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 dans le cadre des obligations d'information annuelles, soit au 31 décembre 2020 et elles devraient s'appliquer rétrospectivement. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2019, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la méthode pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice et apportent des précisions relatives aux directives existantes. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021, mais l'adoption anticipée 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.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social ¹	Total
Produits	4 010	4 978	603	2 879	785	—	13 255
Produits intersectoriels	—	164	—	—	19	(183) ²	—
	4 010	5 142	603	2 879	804	(183)	13 255
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	264	56	70	571	(53) ³	920
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 473)	(1 581)	(54)	(728)	(239)	166 ²	(3 909)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(369)	—	(369)
Impôts fonciers	(275)	(345)	—	(101)	(6)	—	(727)
Amortissement	(1 159)	(754)	(115)	(341)	(95)	—	(2 464)
Gain (perte) sur les actifs destinés à la vente ou vendus	—	21	—	69	(211)	—	(121)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 115	2 747	490	1 848	455	(70)	6 585
Intérêts débiteurs							(2 333)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							475
Intérêts créditeurs et autres ³							460
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							5 187
Charge d'impôts							(754)
Bénéfice net							4 433
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(293)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							4 140
Dividendes sur les actions privilégiées							(164)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							3 976
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	3 900	2 500	323	239	481	32	7 475
Projets d'investissement en cours d'aménagement	6	—	—	701	—	—	707
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	16	34	14	538	—	602
	3 906	2 516	357	954	1 019	32	8 784

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 la quote-part de la société dans Sur de Texas, les pertes de change sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	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 la quote-part de la société dans Sur de Texas, les gains de change sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 10 « 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 et stockage	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 la quote-part de la société dans Sur de Texas, les gains de change sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Actif total par secteur		
Gazoducs – Canada	21 983	18 407
Gazoducs – États-Unis	41 627	44 115
Gazoducs – Mexique	7 207	7 058
Pipelines de liquides	15 931	17 352
Énergie et stockage	7 788	8 475
Siège social	4 743	3 513
	99 279	98 920

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Produits			
Canada – marché intérieur	4 059	4 187	3 618
Canada – exportations	1 035	1 075	1 255
États-Unis	7 558	7 798	8 006
Mexique	603	619	570
	13 255	13 679	13 449

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Immobilisations corporelles		
Canada	23 362	23 226
États-Unis	36 184	37 385
Mexique	5 943	5 892
	65 489	66 503

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 2019 et 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits.

Ventilation des produits

exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 010	4 245	601	2 423	—	11 279
Électricité	—	—	—	—	662	662
Stockage de gaz naturel et autres	—	650	2	4	73	729
	4 010	4 895	603	2 427	735	12 670
Autres produits ^{1, 2}	—	83	—	452	50	585
	4 010	4 978	603	2 879	785	13 255

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 25 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.
- 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 17 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	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. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés 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 17 « 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.

Soldes des contrats

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 458	1 684
Actifs sur contrat (note 7)	153	159
Actifs sur contrat à long terme ¹	102	21
Passifs sur contrat ²	61	11
Passifs sur contrat à long terme (note 16)	226	121

1 Les actifs sur contrat à long terme sont portés dans les actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé.

2 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 2019, des produits de 6 millions de dollars (17 millions de dollars en 2018) qui étaient inclus dans les passifs sur contrat au début de l'exercice ont été comptabilisés.

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

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 2019, les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2046 se sont chiffrés à environ 26,6 milliards de dollars, dont une tranche de 3,7 milliards de dollars devrait être prise en compte en 2020.

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 actuellement de un an. 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 2019.

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 2019.

Électricité

La société a contracté des contrats à long terme de production d'électricité s'étalant jusqu'en 2028. 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 2019, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2026, se sont établis à environ 0,8 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 414 millions de dollars devrait être constatée en 2020. 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 ces montants sont inférieurs au total des produits futurs pouvant résulter de ces contrats.

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 30 juillet 2019, TC Énergie a conclu une entente en vue de vendre les centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une tierce partie pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin du premier trimestre de 2020 sous réserve des conditions, incluant les approbations réglementaires, l'achèvement de la construction de la centrale électrique de Napanee et le rétablissement de l'exploitation commerciale à cette centrale comme il est indiqué dans l'entente. TC Énergie prévoit que cette vente donnera lieu à une perte totale d'environ 380 millions de dollars avant les impôts (280 millions de dollars après les impôts) dont une tranche de 279 millions de dollars (194 millions de dollars après les impôts) sera comptabilisée au 31 décembre 2019 au moment du classement des actifs nets comme étant destinés à la vente. Le montant résiduel de la perte sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

Au 31 décembre 2019, les actifs et passifs connexes du secteur de l'énergie et du stockage étaient classés comme étant destinés à la vente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	
Actifs destinés à la vente	
Stocks	11
Autres actifs à court terme	3
Immobilisations corporelles	2 502
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	276
Actifs incorporels et autres actifs	15
Total des actifs destinés à la vente	2 807
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	
Autres passifs à long terme	8
Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente¹	8

¹ Le total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente est porté dans les créiteurs et autres du bilan consolidé.

Centrale de Coolidge

Le 21 mai 2019, TC Énergie a conclu la vente de sa centrale de Coolidge, laquelle était présentée dans les actifs destinés à la vente au 31 décembre 2018. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Juste valeur des contrats dérivés (note 25)	190	737
Actifs sur contrat (note 5)	153	159
Charges payées d'avance	60	41
Trésorerie en garantie	52	55
Actifs réglementaires (note 11)	43	83
Autres	129	105
	627	1 180

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2019			2018		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	11 556	4 846	6 710	10 764	4 500	6 264
Postes de compression	4 205	1 771	2 434	3 289	1 677	1 612
Postes de comptage et autres	1 296	609	687	1 247	613	634
	17 057	7 226	9 831	15 300	6 790	8 510
En construction	3 181	—	3 181	2 111	—	2 111
	20 238	7 226	13 012	17 411	6 790	10 621
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 145	7 109	3 036	10 077	6 777	3 300
Postes de compression	3 867	2 823	1 044	3 642	2 656	986
Postes de comptage et autres	643	219	424	652	241	411
	14 655	10 151	4 504	14 371	9 674	4 697
En construction	60	—	60	149	—	149
	14 715	10 151	4 564	14 520	9 674	4 846
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	1 861	1 455	406	1 842	1 420	422
En construction	1 276	—	1 276	124	—	124
	3 137	1 455	1 682	1 966	1 420	546
	38 090	18 832	19 258	33 897	17 884	16 013
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	9 708	389	9 319	6 711	251	6 460
Postes de compression	4 094	206	3 888	2 932	132	2 800
Postes de comptage et autres	3 244	125	3 119	2 884	75	2 809
	17 046	720	16 326	12 527	458	12 069
En construction	425	—	425	4 347	—	4 347
	17 471	720	16 751	16 874	458	16 416
ANR						
Pipeline	1 594	472	1 122	1 600	443	1 157
Postes de compression	2 050	436	1 614	1 978	388	1 590
Postes de comptage et autres	1 245	355	890	1 217	324	893
	4 889	1 263	3 626	4 795	1 155	3 640
En construction	252	—	252	272	—	272
	5 141	1 263	3 878	5 067	1 155	3 912

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2019			2018		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
GTN	2 257	969	1 288	2 322	951	1 371
Great Lakes	2 090	1 208	882	2 180	1 251	929
Columbia Gulf	2 597	114	2 483	1 753	74	1 679
Midstream ²	302	42	260	1 212	91	1 121
Autres ³	1 228	574	654	1 190	474	716
	8 474	2 907	5 567	8 657	2 841	5 816
En construction	164	—	164	846	—	846
	8 638	2 907	5 731	9 503	2 841	6 662
	31 250	4 890	26 360	31 444	4 454	26 990
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	2 988	340	2 648	3 172	301	2 871
Postes de compression	486	54	432	506	41	465
Postes de comptage et autres	643	124	519	640	91	549
	4 117	518	3 599	4 318	433	3 885
En construction	2 321	—	2 321	1 990	—	1 990
	6 438	518	5 920	6 308	433	5 875
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 378	1 403	7 975	9 780	1 271	8 509
Matériel de pompage	1 035	204	831	1 065	184	881
Réservoirs et autres	3 488	556	2 932	3 598	488	3 110
	13 901	2 163	11 738	14 443	1 943	12 500
En construction	47	—	47	18	—	18
	13 948	2 163	11 785	14 461	1 943	12 518
Pipelines en Alberta⁴						
Pipeline	138	2	136	762	22	740
Matériel de pompage	—	—	—	104	3	101
Réservoirs et autres	56	2	54	291	8	283
	194	4	190	1 157	33	1 124
En construction	—	—	—	84	—	84
	194	4	190	1 241	33	1 208
	14 142	2 167	11 975	15 702	1 976	13 726
Énergie et stockage						
Centrales alimentées au gaz naturel ^{5,6}	1 256	522	734	2 062	708	1 354
Stockage de gaz naturel et autres	742	181	561	741	169	572
	1 998	703	1 295	2 803	877	1 926
En construction ⁶	6	—	6	1 735	—	1 735
	2 004	703	1 301	4 538	877	3 661
Siège social	883	208	675	448	210	238
	92 807	27 318	65 489	92 337	25 834	66 503

- 1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP, Great Lakes et Coastal GasLink.
- 2 Le 1^{er} août 2019, la société a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 3 Ces données comprennent Portland, North Baja, Tuscarora et Crossroads.
- 4 Le 17 juillet 2019, la société a conclu la vente d'une participation de 85 % dans le pipeline Northern Courier et comptabilisé sa participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » et à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 5 Ces données comprennent la centrale Grandview, Bécancour et les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta au 31 décembre 2019.
- 6 Le 21 mai 2019, la société a conclu la vente de la centrale de Coolidge. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. Au 30 juillet 2019, le coût et l'amortissement cumulé des centrales Halton Hills et Napanee 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.

Gazoduc Coastal GasLink

En décembre 2019, TC Énergie a conclu une entente en vue de vendre une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink à KKR-Keats Pipeline Investors II (Canada) Ltd. (« KKR ») et une filiale d'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo »). La transaction devrait avoir lieu au premier semestre de 2020.

Dans le cadre de cette vente, la société présentera aux 20 Premières Nations ayant signé des ententes avec le projet Coastal GasLink une option visant l'acquisition d'une participation de 10 % dans le gazoduc Coastal GasLink selon des modalités semblables à celles qui ont été convenues avec KKR et AIMCo.

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 détenait 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

En 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 et du stockage 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. CONTRATS DE LOCATION

Le 1^{er} janvier 2019, la société a adopté les nouvelles directives du FASB relatives aux contrats de location grâce à un allègement transitoire facultatif. Les résultats présentés pour 2019 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2018 et de 2017 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur les contrats de location.

Incidence, à la date d'adoption, des nouvelles directives relatives aux contrats de location

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles directives relatives aux contrats de location sur les éléments qui ont été présentés antérieurement au bilan consolidé de la société :

(en millions de dollars canadiens)	Chiffres présentés au 31 décembre 2018	Ajustement	1 ^{er} janvier 2019
Immobilisations corporelles	66 503	585	67 088
Créditeurs et autres	5 408	57	5 465
Autres passifs à long terme	1 008	528	1 536

En tant que preneur à bail

La société a conclu des contrats de location-exploitation pour le siège social et pour divers bureaux, matériel et terrains. Certains contrats sont assortis d'une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans alors que d'autres peuvent comprendre des options visant à résilier le contrat de location dans un délai de un an. Les paiements exigibles aux termes des contrats de location comprennent des paiements fixes et, dans le cas de plusieurs baux de la société, des paiements variables afférents notamment à la quote-part des impôts fonciers, des assurances et de l'entretien des aires communes des bâtiments. La société sous-loue certains locaux qu'elle loue.

Les coûts liés aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

exercice clos le 31 décembre	
(en millions de dollars canadiens)	2019
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	117
Produits tirés de la sous-location	(11)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	106

¹ Ces coûts comprennent les coûts afférents aux contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables.

Les tableaux suivants présentent d'autres informations afférentes aux contrats de location-exploitation :

exercice clos le 31 décembre	
(en millions de dollars canadiens)	2019
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	76
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	9

au 31 décembre	
	2019
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	10 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,5 %

Le tableau suivant affiche les échéances relatives aux obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation ainsi que les éléments dans lesquels elles ont été prises en compte au bilan consolidé au 31 décembre 2019 :

(en millions de dollars canadiens)	
2020	73
2021	69
2022	59
2023	58
2024	57
Par la suite	323
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	639
Intérêt théorique	(107)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	532

Les montants présentés au bilan consolidé de TC Énergie en ce qui a trait à ses obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation sont les suivants au 31 décembre 2019 :

(en millions de dollars canadiens)	
Créditeurs et autres	56
Autres passifs à long terme (note 16)	476
	532

Les paiements futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société présentés selon les directives antérieures en matière de location s'établissaient comme suit au 31 décembre 2018 :

(en millions de dollars canadiens)	Paiements minimaux au titre de contrats de location-exploitation
2019	81
2020	78
2021	76
2022	69
2023	67
Par la suite	390
	761

Au 31 décembre 2019, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 530 millions de dollars, montant qui a été porté dans les immobilisations corporelles du bilan consolidé.

Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2018 et 2017 ont atteint 84 millions de dollars et 93 millions de dollars, respectivement.

En tant que bailleur

Les centrales de Grandview et de Bécancour du secteur de l'énergie et du stockage ont été comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Par ailleurs, les CAE à long terme, aux termes desquelles la société vend de l'électricité pour les actifs faisant l'objet de contrats de location du secteur de l'énergie et du stockage, viennent à échéance entre 2024 et 2026.

Le pipeline Northern Courier du secteur des pipelines de liquides a été comptabilisé à titre de contrat de location-exploitation, dont les contrats de transport de liquides expirent en 2042. Le 17 juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier et comptabilise désormais sa participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans les états financiers consolidés de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. Par conséquent, seuls les produits tirés des contrats de location-exploitation antérieurs à cette vente ont été pris en compte dans les présentes informations concernant les activités de location.

Certains contrats de location prévoient des paiements de loyers variables fondés sur le nombre d'heures d'exploitation et le remboursement de coûts variables, ainsi que des options visant l'achat de l'actif sous-jacent à la juste valeur ou selon une formule qui tient compte des paiements fixes résiduels. Les bailleurs peuvent se prévaloir de droits en vertu de certains contrats de location pour résilier les baux dans certaines circonstances.

Par ailleurs, la société loue des réservoirs de liquides qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation.

La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'est établie à 180 millions de dollars. Les produits tirés des contrats de location-exploitation en 2018 et en 2017 se sont chiffrés respectivement à 373 millions de dollars et à 251 millions de dollars.

Les paiements futurs à recevoir au titre des contrats de location-exploitation se présentaient comme suit au 31 décembre 2019 :

(en millions de dollars canadiens)	Paiements futurs au titre de contrats de location
2020	123
2021	116
2022	111
2023	109
2024	109
Par la suite	164
	732

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation se sont élevés respectivement à 834 millions de dollars et à 301 millions de dollars au 31 décembre 2019 (respectivement 2 007 millions de dollars et 324 millions de dollars en 2018).

10. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2019	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	
		2019	2018	2017	2019	2018
Gazoducs – Canada						
TQM	50,0 %	12	12	11	79	71
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ¹	50,0 %	91	87	87	549	677
Millennium	47,5 %	92	75	66	496	511
Iroquois ²	50,0 %	54	60	59	241	291
Pennant Midstream ³	Aucun	12	17	11	—	256
Autres	Divers	15	17	17	112	113
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁴	60,0 %	3	27	66	600	627
TransGas	Néant	—	—	(12)	—	—
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ⁵	50,0 %	56	65	17	1 028	1 028
Northern Courier ⁶	15,0 %	14	—	—	62	—
Autres ⁷	Divers	—	(1)	(20)	19	21
Énergie et stockage						
Bruce Power ⁸	48,4 %	527	311	434	3 256	3 166
Portlands Energy Centre ⁹	50,0 %	35	36	31	—	289
TransCanada Turbines	50,0 %	9	8	6	64	63
		920	714	773	6 506	7 113

- 1 Au 31 décembre 2019, 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 116 millions de dollars US (115 millions de dollars US en 2018) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- 2 Au 31 décembre 2019, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Iroquois s'établissait à 40 millions de dollars US (41 millions de dollars US en 2018) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.
- 3 Le 1^{er} août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, y compris sa participation dans Pennant Midstream, à un tiers. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 4 TC Énergie détient une participation de 60 % 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 inscrit pour le secteur du siège social reflète la quote-part de la société dans les gains et pertes de change relatifs à Sur de Texas sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé des résultats. Le gazoduc Sur de Texas a été mis en service en septembre 2019.
- 5 Au 31 décembre 2019, 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 101 millions de dollars (102 millions de dollars en 2018) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction et de la juste valeur des garanties. Grand Rapids a été mis en service en août 2017.
- 6 Le 17 juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier et comptabilise désormais sa participation résiduelle de 15 % dans l'entité contrôlée conjointement selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. Au 31 décembre 2019, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Courier s'établissait à 62 millions de dollars en raison principalement de la juste valeur des garanties et de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de la monétisation partielle.
- 7 Ces données comprennent les participations dans HoustonLink Pipeline Company LLC et Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. Aux 31 décembre 2019 et 2018, la participation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership était nulle.
- 8 Au 31 décembre 2019, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 829 millions de dollars (870 millions de dollars en 2018) en raison principalement des intérêts capitalisés et de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.
- 9 La participation dans Portlands Energy Centre a été reclassée dans les actifs destinés à la vente suivant une entente intervenue le 30 juillet 2019 visant la vente de la participation à un tiers. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information. Au 31 décembre 2019, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Portlands Energy Centre s'établissait à 76 millions de dollars (73 millions de dollars en 2018) en raison principalement des intérêts capitalisés.

Dépréciation de TransGas de Occidente S.A.

En août 2017, TC Énergie 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 du secteur des gazoducs au Mexique.

Dépréciation de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership

En 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 totale des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership.

Distributions et apports

Les distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 se sont établies à 1 399 millions de dollars (1 106 millions de dollars en 2018; 1 332 millions de dollars en 2017), dont une tranche de 186 millions de dollars (121 millions de dollars en 2018; 362 millions de dollars en 2017) a été incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement aux distributions reçues de Bruce Power et de Northern Border au titre de leurs programmes de financement respectifs.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 se sont établis à 602 millions de dollars (1 015 millions de dollars en 2018; 1 681 millions de dollars en 2017) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2019, les apports tiennent compte d'un montant de 32 millions de dollars (179 millions de dollars en 2018; 977 millions de dollars en 2017) afférent à la quote-part de TC Énergie 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)	2019	2018	2017
Bénéfice			
Produits	5 693	4 836	4 913
Charges d'exploitation et autres charges	(3 408)	(3 545)	(2 993)
Bénéfice net	1 990	1 515	1 636
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	920	714	773

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Bilan		
Actif à court terme	2 305	2 209
Actif à long terme	21 865	20 647
Passif à court terme	(2 060)	(2 049)
Passif à long terme	(11 461)	(9 042)

Prêt à une société liée

TC Énergie 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, TC Énergie 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 2019, le bilan consolidé de la société comprenait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars (18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars en 2018) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TC Énergie du financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 147 millions de dollars en 2019 (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 du secteur des gazoducs au Mexique. Par ailleurs, les intérêts créditeurs et autres englobent des gains de change de 53 millions de dollars en 2019 (pertes de 5 millions de dollars en 2018; pertes de 63 millions de dollars en 2017) relatifs à cette coentreprise et une quote-part correspondante des gains et des pertes de change afférents à Sur de Texas est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le secteur du siège social.

11. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent la quasi-totalité des gazoducs canadiens, américains et mexicains et des 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 recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans les tarifs des services futurs.

Établissements réglementés au Canada

La plupart des gazoducs canadiens de TC Énergie ont été assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi sur l'ONÉ ») jusqu'au 28 août 2019, date à laquelle la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (la « Loi sur la REC ») est entrée en vigueur, remplaçant la Loi sur l'ONÉ, et l'ONÉ a été remplacé par la Régie de l'énergie du Canada (« REC »). L'entrée en vigueur, le 28 août 2019, de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact* a aussi modifié le processus d'évaluation d'impact et la prise de décisions concernant les grands projets de pipelines transfrontaliers désignés, exigeant que les projets désignés soient évalués par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (« AEIC »), auparavant appelée Agence canadienne d'évaluation environnementale. Tous les projets de TC Énergie soumis à l'ONÉ avant le 28 août 2019 continueront d'être évalués aux termes de la précédente Loi sur l'ONÉ, en conformité avec les règles transitoires de la Loi sur la REC.

La REC 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 de compétence fédérale.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de TC Énergie 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 ou la REC. 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, en fonction de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Les résultats du réseau de NGTL pour 2019 reflètent les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 (le « règlement 2018-2019 ») qui prévoit un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, 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 TC Énergie 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 TC Énergie 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 TC Énergie 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 Loi H.R.1 intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (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. La FERC a publié un énoncé de politique révisé qui laisse présumer que les entités dont les bénéfices ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs liés au coût du service. Par ailleurs, la FERC prévoit que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés existants de la base tarifaire de cette entité.

Ces mesures de la FERC de 2018 ont également établi un processus et un calendrier selon lesquels tous les gazoducs et toutes les installations de stockage interétatiques réglementés en vertu de la FERC devaient soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) déposer un formulaire 501-G auprès de la FERC quantifiant l'incidence isolée de la réforme fiscale aux États-Unis tout en présentant quatre options pour atténuer les répercussions de ces mesures sur l'établissement des tarifs.

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. Un règlement de modernisation a été approuvé par la FERC prévoyait le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi jusqu'à concurrence de 1,5 milliard de dollars US pour la période 2013-2017 pour moderniser le réseau de Columbia Gas, faisant ainsi accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service. La FERC a approuvé une prorogation de ce règlement en 2016 ce qui permet 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.

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.

Columbia Gulf

Columbia Gulf est parvenue à un règlement tarifaire avec ses clients, qui a été approuvé par la FERC en décembre 2019, ce qui a entraîné une hausse de ses tarifs avec recours à compter du 1^{er} août 2020. Ce règlement impose la nécessité de déposer un dossier tarifaire ainsi qu'un moratoire visant les tarifs jusqu'au 1^{er} août 2022. De ce fait, Columbia Gulf est tenue de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 31 janvier 2027, les nouveaux tarifs prenant effet le 1^{er} août 2027.

TC PipeLines, LP

TC Énergie 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 touchés par les mesures de la FERC de 2018 selon lesquelles ces gazoducs devaient s'assurer de retrancher leur solde des cumuls d'impôts reportés de leur base tarifaire. Il y a lieu de se reporter à la note 17 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information sur l'incidence de ces modifications pour TC Énergie.

Great Lakes

Great Lakes est parvenue à un règlement tarifaire avec ses clients, qui a été approuvé par la FERC en février 2018, ce qui a entraîné une baisse de 27 % des tarifs maximum de transport de Great Lakes à compter d'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. En 2018, par suite des mesures de la FERC de 2018 susmentionnées, 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 auparavant. 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.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TC Énergie 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 TC Énergie ont été établis conformément à des contrats approuvés par la CRE prévoyant le recouvrement des coûts, dont 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)	2019	2018	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 088	1 051	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	2	12	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1, 3}	417	379	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1, 4}	16	46	1-10
Autres	107	143	s.o.
	1 630	1 631	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	43	83	
	1 587	1 548	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	139	96	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	35	53	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁵	41	54	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁶	660	1 015	1-47
Compte d'ajustement provisoire ⁶	428	305	11
Solde en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁷	1 462	1 113	s.o.
Coût de retrait des installations ⁸	253	261	s.o.
Impôts reportés ¹	151	165	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁹	1 239	1 394	s.o.
Autres	60	65	s.o.
	4 468	4 521	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 15)	696	591	
	3 772	3 930	

- 1 Ces actifs ou passifs 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 ou passifs 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 devant être prise en compte dans la détermination des droits pour l'année 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, un montant de 11 millions de dollars (8 millions de dollars US) afférent au solde du passif réglementaire au 31 décembre 2018 qui s'est accumulé entre janvier 2007 et juillet 2016 a été entièrement amorti en date du 31 juillet 2019. Le règlement du reliquat de 41 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2019 qui a été 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 les ajustements au titre de la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030. Le solde relatif au CALT de 2019 de 660 millions de dollars comprend un montant de 488 millions de dollars devant être amorti en 2020, le reliquat devant être amorti sur 47 ans.
- 7 Ce solde représente les montants des fonds prélevés au moyen de droits auprès des expéditeurs qui sont inclus dans les placements restreints en raison de l'ICQF dans le but de financer les coûts futurs de cessation d'exploitation d'installations de gazoduc de la société réglementées par la REC.
- 8 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.
- 9 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 selon la méthode inversée de la Géorgie du Sud. Il y a lieu de se reporter à note 17 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information sur la réforme fiscale aux États-Unis.

12. 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 2018	13 084
Charge de dépréciation liée à Tuscarora	(79)
Variations des taux de change	1 173
Solde au 31 décembre 2018	14 178
Vente des actifs de Columbia Midstream	(595)
Variations des taux de change	(696)
Solde au 31 décembre 2019	12 887

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes. Elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Par conséquent, l'écart d'acquisition n'a pas été déprécié.

Vente des actifs de Columbia Midstream

Le 1^{er} août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à un tiers. Comme ces actifs constituent une entreprise et que cette unité d'exploitation comporte un écart d'acquisition, une tranche de 595 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Columbia attribué à ces actifs a été libérée et déduite du gain sur la vente avant les impôts. Le montant libéré a été calculé en fonction des justes valeurs relatives des actifs vendus et d'une partie de l'unité d'exploitation conservée. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été établie d'après une analyse des flux de trésorerie actualisés. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Tuscarora

En 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. Par la suite, Tuscarora est parvenu à un nouveau règlement tarifaire de principe avec ses clients et la FERC a approuvé ces nouveaux tarifs le 2 mai 2019. Compte tenu de ce qui précède et conjugué aux 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 2019 et au 31 décembre 2018, le montant brut de l'écart d'acquisition et les pertes de valeur cumulées pour Tuscarora se chiffraient à respectivement 82 millions de dollars US et 59 millions de dollars US.

13. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Projets d'investissement en cours d'aménagement	1 715	1 051
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 24)	162	192
Actifs d'impôts reportés (note 17)	37	322
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 25)	7	61
Autres	247	295
	2 168	1 921

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. Au 31 décembre 2019, le montant inclus dans les projets d'investissement en cours d'aménagement eu égard à ce projet se chiffre à 1,5 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2018). Une partie de la valeur comptable est recouvrable auprès des expéditeurs, sous réserve de certaines conditions.

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 TC Énergie 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 TC Énergie relativement à l'aménagement du projet de TGPR. 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 et, en octobre 2017, la société avait reçu de Progress le remboursement de 634 millions de dollars.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

En 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. 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.

14. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2019		2018	
	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 ¹	4 034	2,1 %	2 117	2,5 %
États-Unis (néant en 2019; 448 \$ US en 2018)	—	—	611	3,1 %
Mexique (205 \$ US en 2019; 25 \$ US en 2018) ²	266	2,7 %	34	3,3 %
	4 300		2 762	

1 Au 31 décembre 2019, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens totalisant 1 353 millions de dollars (961 millions de dollars en 2018) et des billets libellés en dollars américains d'un montant de 2 068 millions de dollars US (847 millions de dollars US en 2018).

2 Des montants peuvent être prélevés en pesos mexicains ou en dollars américains sur la facilité de crédit de premier rang, renouvelable, non garantie et à vue contractée par la filiale mexicaine de la société jusqu'à concurrence du total de la facilité, soit 5,0 milliards de pesos mexicains ou l'équivalent en dollars américains.

Au 31 décembre 2019, le billet à payer comprenait des emprunts à court terme contractés par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») au Canada et par une filiale mexicaine en propriété exclusive au Mexique.

Au 31 décembre 2019, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,6 milliards de dollars (12,9 milliards de dollars en 2018). 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			2019		2018
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)			Total des facilités	Capacité inutilisée	Total des facilités
Emprunteur	Objet	Échéance			
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables¹					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2024	3,0	3,0	3,0
TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et utilisée pour répondre aux besoins généraux des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2020	4,5 US	4,5 US	4,5 US
TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Utilisée pour répondre aux besoins généraux des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2022	1,0 US	1,0 US	1,0 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue¹					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	2,1	1,1	2,1
Filiale mexicaine ²	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN	1,1 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 2019, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

2 Des montants peuvent être prélevés en pesos mexicains ou en dollars américains sur la facilité de crédit de premier rang, renouvelable, non garantie et à vue contractée par la filiale mexicaine de la société jusqu'à concurrence du total de la facilité, soit 5,0 milliards de pesos mexicains ou l'équivalent en dollars américains.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (12 millions de dollars en 2018; 7 millions de dollars en 2017).

Au 31 décembre 2019, les sociétés qui sont affiliées à la société et que celle-ci exploite disposaient de facilités de crédit confirmées consenties par un tiers dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 0,8 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2018).

15. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Fournisseurs	3 314	3 224
Passifs réglementaires (note 11)	696	591
Juste valeur des contrats dérivés (note 25)	115	922
Actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc.	—	357
Autres	419	314
	4 544	5 408

Le 22 octobre 2019, TC Énergie a versé un montant totalisant 373 millions de dollars (284 millions de dollars US) aux actionnaires dissidents de Columbia Pipeline Group, Inc., ce qui correspond à la valeur d'expertise de leurs actions aux termes d'une décision d'un tribunal, confirmant ainsi le prix d'achat initial de l'action de Columbia Pipeline Group, Inc., soit 25,50 \$ US.

16. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 24)	540	569
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 9)	476	—
Passifs sur contrats à long terme (note 5)	226	121
Juste valeur des contrats dérivés (note 25)	81	42
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	62	90
Garanties	32	12
Autres	197	174
	1 614	1 008

17. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Réforme fiscale aux États-Unis

Dans le cadre de la réforme fiscale aux États-Unis, 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 autorisaient les émetteurs inscrits à comptabiliser des montants provisoires en date du 31 décembre 2017 qui pouvaient être rajustés lorsque des informations supplémentaires seraient connues, préparées ou analysées, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépasse pas un an.

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 autorisée d'évaluation de un an et la production des déclarations de revenu annuelles 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 additionnel d'impôts reportés d'un montant de 52 millions de dollars en 2018.

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 en 2018.

Aux termes de la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié des projets de règlements à la fin de 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. En 2019, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié les règlements définitifs afférents à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale qui n'ont eu aucune incidence significative sur la société. Les autres 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 au début de 2020. Si les projets de règlement étaient adoptés en l'état actuel, ils ne devraient avoir aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2019.

Réforme fiscale au Mexique

À la fin de 2019, le gouvernement du Mexique a adopté une réforme fiscale portant notamment sur la déductibilité des intérêts et les déclarations fiscales. Ces modifications n'ont eu aucune incidence sur les états financiers consolidés pour 2019. La société évalue actuellement quelles en seraient les conséquences pour 2020 et les années à venir.

Diminution du taux d'imposition en Alberta

Une diminution du taux d'imposition des sociétés en Alberta a été adoptée en juin 2019. En ce qui a trait aux entreprises canadiennes de la société qui ne sont pas assujetties à la CATR, cette diminution s'est traduite par une baisse du montant net des passifs d'impôts reportés et un recouvrement d'impôts reportés de 32 millions de dollars. Pour ce qui est des entreprises canadiennes assujetties à la CATR, cette modification apportée au taux a donné lieu à une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et à celle des actifs réglementaires à long terme de 83 millions de dollars au bilan consolidé au 31 décembre 2019.

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Exigibles			
Canada	84	65	113
Pays étrangers ¹	615	250	36
	699	315	149
Reportés			
Canada	(29)	49	(185)
Pays étrangers	84	235	751
Pays étrangers – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	—	(167)	(804)
	55	117	(238)
Charge (recouvrement) d'impôts	754	432	(89)

¹ La charge d'impôts de source étrangère inscrite au 31 décembre 2019 se rapporte pour l'essentiel à la vente de Columbia Midstream qui s'est concrétisée le 1^{er} août 2019. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Canada	1 144	433	(339)
Pays étrangers	4 043	3 516	3 645
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 187	3 949	3 306

Rapprochement de la charge (du recouvrement) d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 187	3 949	3 306
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	26,5 %	27,0 %	27,0 %
Charge d'impôts prévue	1 375	1 066	893
Reprise sur la provision pour moins-value	(259)	—	—
Différence des taux d'imposition étrangers	(206)	(432)	(81)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(159)	(54)	(42)
(Bénéfice tiré) perte découlant des participations sans contrôle	(78)	50	(64)
Diminution du taux d'imposition en Alberta	(32)	—	—
Tranche non imposable des gains en capital	(28)	(11)	(42)
Écart d'acquisition non déductible sur la cession de Columbia Midstream	154	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	—	(167)	(804)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	34
Montants non déductibles	—	—	4
Autres	(13)	(20)	13
Charge (recouvrement) d'impôts	754	432	(89)

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 046	1 238
Montants reportés réglementaires et autres	692	858
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	538	574
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	260	491
Instruments financiers	23	—
Autres	70	292
	2 629	3 453
Moins : provision pour moins-value	673	1 159
	1 956	2 294
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	6 197	6 449
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 087	1 069
Impôts sur les besoins en produits futurs	232	300
Autres	106	180
	7 622	7 998
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 666	5 704

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 13)	37	322
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	5 703	6 026
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 666	5 704

Au 31 décembre 2019, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 1 929 millions de dollars (1 867 millions de dollars en 2018) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2039. De plus, la société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffrant à 598 millions de dollars (821 millions de dollars en 2018) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada. La société a également des crédits d'impôts minimums de 102 millions de dollars en Ontario (91 millions de dollars en 2018), qui échoient de 2026 à 2039.

Au 31 décembre 2019, la société a constaté en totalité une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 1 098 millions de dollars US (889 millions de dollars US en 2018) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2029 à 2037.

Au 31 décembre 2019, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 4 millions de dollars US (3 millions de dollars US en 2018) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2029.

La société a constaté une provision pour moins-value de 673 millions de dollars et de 1 159 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018. La diminution de la provision pour moins-value est attribuable avant tout aux fluctuations du change en lien avec les pertes en capital non constatées, les gains en capital réalisés et la rationalisation d'entités légales. Ces modifications ont donné lieu à un recouvrement d'impôt reporté de 259 millions de dollars qui a été pris en compte en 2019. Chaque date de clôture, la société tient compte des nouveaux éléments probants, favorables ou défavorables, pouvant avoir une incidence sur la réalisation future des actifs d'impôts reportés. Au 31 décembre 2019, la société a déterminé qu'elle disposait d'éléments probants suffisants pour conclure qu'il est plus probable qu'improbable que le montant net des actifs d'impôts reportés se réalisera.

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 648 millions de dollars au 31 décembre 2019 (619 millions de dollars en 2018).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2019, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 713 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 338 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2018; versements de 247 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2017).

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)	2019	2018	2017
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	19	15	18
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	13	13	—
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(1)	(5)	(1)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	—	—	2
Caducité des délais de prescription	(2)	(4)	(4)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	29	19	15

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TC Énergie 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.

TC Énergie 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 2011 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 2013 inclusivement. La quasi totalité des questions d'impôt fédéral d'importance au Mexique a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2013 inclusivement.

TC Énergie 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 2019 comprend un montant de 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (1 million de dollars au titre du recouvrement des intérêts en 2018; néant au titre des intérêts débiteurs en 2017). Au 31 décembre 2019, la société avait constaté 7 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (3 millions de dollars au 31 décembre 2018). La société n'a fait l'objet d'aucune pénalité liée aux incertitudes en matière de fiscalité afférentes à la charge d'impôts des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 et les pénalités étaient de néant aux 31 décembre 2019 et 2018.

18. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2019		2018	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2020	250	11,8 %	350	11,4 %
En dollars US (400 \$ US en 2019 et 2018)	2021	518	9,9 %	546	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2021 à 2049	9 491	4,6 %	7 504	4,8 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (14 792 \$ US en 2019; 17 192 \$ US en 2018)	2020 à 2049	19 174	5,2 %	23 456	5,1 %
		29 433		31 856	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2019 et 2018)	2023	259	7,9 %	273	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2019 et 2018)	2026	42	7,5 %	44	7,5 %
		905		921	
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 250 \$ US en 2019 et 2018) ²	2020 à 2045	2 916	4,4 %	3 070	4,4 %
TC PIPELINES, LP					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (néant en 2019; 40 \$ US en 2018)		—	—	55	3,8 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (450 \$ US en 2019; 500 \$ US en 2018)	2022	583	2,9 %	682	3,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 200 \$ US en 2019 et 2018)	2021 à 2027	1 556	4,4 %	1 637	4,4 %
		2 139		2 374	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (672 \$ US en 2019 et 2018)	2021 à 2026	872	7,2 %	918	7,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (néant en 2019; 35 \$ US en 2018)		—	—	48	3,3 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2019 et 2018)	2020 à 2035	324	5,6 %	341	5,6 %
		324		389	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (219 \$ US en 2019; 240 \$ US en 2018)	2021 à 2030	284	7,7 %	327	7,7 %

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2019		2018	
		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 (39 \$ US en 2019; 19 \$ US en 2018)	2023	51	3,0 %	26	3,6 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (23 \$ US en 2019; 24 \$ US en 2018)	2020	30	2,8 %	33	3,5 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (50 \$ US en 2019 et 2018)	2021	65	2,8 %	68	3,5 %
		37 019		39 982	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		(2 705)		(3 462)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(228)		(241)	
Ajustements de la juste valeur ³		194		230	
		34 280		36 509	

- 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 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 193 millions de dollars (232 millions de dollars en 2018) afférent à l'acquisition de Columbia. Par ailleurs, ces ajustements tiennent compte d'une augmentation de 1 million de dollars (diminution de 2 millions de dollars en 2018) 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 25 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2019, 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)	2020	2021	2022	2023	2024
Remboursements de capital sur la dette à long terme	2 705	1 966	1 932	1 897	289

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 2019 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					
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Septembre 2029	700	3,00 %
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Juillet 2048	300	4,18 % ¹
	Avril 2019	Billets à moyen terme	Octobre 2049	1 000	4,34 %
	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 % ²
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 % ³
	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 %
NORTHERN COURIER PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP^{4, 5}					
	Juillet 2019	Billets de premier rang non garantis	Juin 2042	1 000	3,365 %
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
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %

- 1 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 par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 3,991 %.
- 2 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 escompte par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 4,439 %.
- 3 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 escompte par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 3,41 %.
- 4 Les remboursements de capital et les paiements d'intérêt sont effectués deux fois l'an sur la durée des billets de premier rang garantis.
- 5 Après l'émission de titres d'emprunt, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier. La participation résiduelle de 15 % de la société est comptabilisée selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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 2019 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	700 US	2,125 %
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	550 US	Variable
	Mai 2019	Billets à moyen terme	13	9,35 %
	Mars 2019	Débetures	100	10,50 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Débetures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Variable
	Décembre 2017	Débetures	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 %
TC PIPELINES, LP				
	Juin 2019	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	170 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Mai 2019	Emprunt à terme non garanti	35 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

¹ Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et remboursées intégralement en 2017.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Intérêts sur la dette à long terme	1 931	1 877	1 794
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	427	391	348
Intérêts sur la dette à court terme	106	73	33
Intérêts capitalisés	(186)	(124)	(173)
Amortissement et autres charges financières ¹	55	48	67
	2 333	2 265	2 069

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 pertes sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêts de 2 295 millions de dollars en 2019 (2 156 millions de dollars en 2018; 1 987 millions de dollars en 2017) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

19. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2019		2018	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED²					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ³	2067	1 296	5,1 %	1 364	5,6 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,875 % ^{4,5}	2075	972	6,0 %	1 024	6,5 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,125 % ^{4,5}	2076	1 556	6,7 %	1 637	7,2 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{4,5}	2077	1 944	5,7 %	2 047	6,2 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{4,5}	2077	1 500	5,4 %	1 500	5,5 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{4,5}	2079	1 426	6,3 %	—	—
		8 694		7 572	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(80)		(64)	
		8 614		7 508	

1 Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus à l'aide du taux d'intérêt nominal et des ajustements de taux futurs estimatifs, lesquels sont ajustés pour tenir compte des frais d'émission 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 TC Énergie 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 septembre 2019, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2019-A pour un montant de 1,1 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,50 % 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 1,1 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,75 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de septembre 2029 jusqu'en septembre 2049 au TIOL de trois mois majoré de 4,404 % par année et il sera ajusté à compter de septembre 2049 jusqu'en septembre 2079 au TIOL de trois mois majoré de 5,154 % par année. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur l'incidence prévue qu'aura la cessation de l'application du TIOL à la fin de 2021 sur la société. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 septembre 2029, 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 mars 2017, 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.

Aux termes des billets émis entre la fiducie et TCPL (les « 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 TC Énergie 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.

20. 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)	2019	2018
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 634	1 655

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)	2019	2018	2017
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	293	(185)	220
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System ¹	—	—	9
Participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP ²	—	—	9
	293	(185)	238

1 Participation sans contrôle pour la période allant de janvier à mai 2017, alors que TC Énergie a vendu sa participation résiduelle dans Portland à TC Pipelines, LP.

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 2019, la participation sans contrôle dans TC Pipelines, LP est demeurée à 74,5 %. En 2018, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP variait de 74,3 % à 74,5 % et en 2017, elle variait de 73,2 % à 74,3 % 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.

Portland Natural Gas Transmission System

En juin 2017, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 11,81 % qu'elle détenait directement dans Portland Natural Gas Transmission System (« Portland ») en faveur de TC PipeLines, LP. Depuis, la participation sans contrôle dans Portland est de néant Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Columbia Pipeline Partners LP

En février 2017, TC Énergie a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de Columbia Pipeline Partners LP 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.

Parts ordinaires de TC Pipelines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution

Ainsi, au 31 décembre 2016, un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) relatif aux parts ordinaires de TC PipeLines, LP était inscrit en tant que parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat et classé hors des capitaux propres au bilan consolidé. La société a classé ces 1,6 million de parts ordinaires hors des capitaux propres étant donné que le droit de résolution potentiel s'y rattachant n'était 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.

21. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2017	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
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	15 165	931
Exercice d'options	5 138	282
En circulation au 31 décembre 2019	938 400	24 387

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

En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») de la société, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir d'autres actions ordinaires de TC Énergie. Du 1^{er} juillet 2016 au 31 octobre 2019, les actions ordinaires aux termes du RRD ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %. À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de la société seront achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Programme d'émission d'actions au cours du marché de Corporation TC Énergie

En juin 2017, la société a mis sur pied un programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») qui lui a permis 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 TC Énergie sont négociées au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, qui était en vigueur pour une période de 25 mois, a été utilisé au besoin pour la gestion de la structure du capital de la société. 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 juin 2018, la société a majoré la capacité du programme, ce qui a permis d'émettre, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles dont le plafond d'émission global pouvait atteindre 1,0 milliard de dollars sous forme d'actions ordinaires, portant ainsi le total révisé à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains.

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 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.

En juillet 2019, le programme ACM a pris fin, aucune action ordinaire n'ayant été émise en vertu de ce programme en 2019.

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 TC Énergie et par les actions pouvant être émises en vertu du RRD.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	2019	2018	2017
De base	929	902	872
Dilué	931	903	874

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 2019	12 404	52,83 \$	
Attribution	2 004	56,90 \$	
Exercice	(5 138)	49,08 \$	
Extinction/expiration	(176)	56,69 \$	
En cours au 31 décembre 2019	9 094	55,77 \$	4,1
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2019	5 110	54,28 \$	3,0

Au 31 décembre 2019, 7 962 761 actions ordinaires additionnelles étaient réservées pour émission future sur le capital autorisé conformément au régime d'options sur actions de TC Énergie. 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	2019	2018	2017
Juste valeur moyenne pondérée	6,37 \$	5,80 \$	7,22 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,7	5,7	5,7
Taux d'intérêt	1,9 %	2,1 %	1,2 %
Volatilité ²	19 %	16 %	18 %
Rendement de l'action	5,0 %	4,2 %	3,6 %

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.

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 2019 (13 millions de dollars en 2018; 12 millions de dollars en 2017). Au 31 décembre 2019, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 14 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 1,7 an.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2019	2018	2017
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	75	10	28
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	143	101	140
Total des actions aux droits acquis	2,1 millions	2,1 millions	2,3 millions

Au 31 décembre 2019, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 76 millions de dollars et la valeur intrinsèque globale des options en cours était de 122 millions de dollars.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TC Énergie 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.

22. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2019	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action ^{1,2}	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en	Valeur comptable aux 31 décembre		
							2019	2018	2017
							(en millions de dollars canadiens) ³		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	14 577	3,479 %	0,86975 \$	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 2	360	233	233
Série 2	7 423	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 1	179	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	3,903 % ⁵	0,975752 \$	25,00 \$	30 avril 2024	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	3,762 % ⁵	0,9405 \$	25,00 \$	30 octobre 2024	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
							3 980	3 980	3 980

1 Les porteurs d'actions de chaque série paire d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours (le « taux des bons du Trésor ») majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8), 2,35 % (série 10), 2,96 % (série 12), 4,69 % (série 14) et 3,85 % (série 16). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.

2 Les porteurs d'actions de séries impaires d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels dont le taux sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7), 2,35 % (série 9), 2,96 % (série 11), 4,69 % sous réserve d'un taux minimum de 5,50 % (série 13) et 3,85 % sous réserve d'un taux minimum de 4,90 % (série 15).

3 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

4 Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,572 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 31 décembre 2019 au 30 mars 2020, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,932 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2019 au 30 mars 2020, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,164 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2019 au 30 janvier 2020, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.

5 Les actions privilégiées de série 7 ou de série 9 ont été converties aux dates d'option de conversion, soit respectivement le 30 avril 2019 et le 30 octobre 2019. Ainsi, le taux fixe des dividendes a diminué passant de 4,00 % à 3,903 % le 30 avril 2019 pour les actions de série 7 et de 4,250 % à 3,762 % le 30 octobre 2019 pour les actions de série 9. Ces taux seront ajustés à tous les cinquièmes anniversaires par la suite.

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 tel qu'il est présenté dans le tableau ci-dessus.

TC Énergie 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 TC Énergie 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.

Le 31 décembre 2019, 173 954 actions privilégiées de série 1 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 2 et 5 252 715 actions privilégiées de série 2 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 1.

23. 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 2019 (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	(914)	(30)	(944)
Reclassement des gains de conversion à la cession des établissements étrangers	(13)	—	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	46	(11)	35
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(78)	16	(62)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	19	(5)	14
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(15)	5	(10)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	14	(4)	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(114)	32	(82)
Autres éléments du résultat étendu	(1 055)	3	(1 052)

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 des gains de conversion à la cession des 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)

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	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2017	(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	—	16	15	12	43
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 150	7	(99)	84	1 142
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis 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)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(824)	(49)	(10)	(86)	(969)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{4,5}	(13)	14	10	5	16
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(837)	(35)	—	(81)	(953)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2019	(730)	(58)	(314)	(457)	(1 559)

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, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 85 millions de dollars (gains de 166 millions de dollars en 2018; pertes de 159 millions de dollars en 2017), de pertes de 13 millions de dollars (pertes de 1 million de dollars en 2018; gains de 4 millions de dollars en 2017) et de pertes de 1 million de dollars (néant en 2018 et 2017) respectivement en 2019.

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 18 millions de dollars (13 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2019. 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 gains liés à une participation sans contrôle afférents aux montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation étaient de néant en 2019.

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
	2019	2018	2017	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(7)	(4)	20	Produits (Énergie et stockage)
Intérêts	(12)	(18)	(17)	Intérêts débiteurs
	(19)	(22)	3	Total avant les impôts
	5	6	(1)	Charge d'impôts
	(14)	(16)	2	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	(14)	(16)	(15)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
Charge au titre du règlement	—	(4)	(2)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	(14)	(20)	(17)	Total avant les impôts
	4	5	5	Charge d'impôts
	(10)	(15)	(12)	Déduction faite des impôts ¹
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(8)	(16)	(15)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	3	4	4	Charge d'impôts
	(5)	(12)	(11)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Écarts de conversion				
Réalisation de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	13	—	77	(Perte) gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus
	—	—	—	Charge d'impôts
	13	—	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 24 « 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 néant (5 millions de dollars en 2018; néant en 2017) et de néant (2 millions de dollars en 2018; néant en 2017), respectivement.

24. 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. Depuis le 1^{er} janvier 2019, certaines modifications ont été apportées au régime PD canadien pour les nouveaux participants selon lesquelles, ultérieurement à cette date, les prestations versées à ces nouveaux participants sont fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur cinq 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 2019 (neuf ans en 2018 et en 2017).

Le 31 décembre 2017, le régime PD de Columbia a été fusionné avec le régime PD de TC Énergie 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 TC Énergie.

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 11 ans au 31 décembre 2019 (12 ans en 2018 et 2017). En 2019, la société a passé en charges un montant de 61 millions de dollars (59 millions de dollars en 2018; 42 millions de dollars en 2017) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

En avril 2017, le régime PD américain de la société n'était plus offert aux nouveaux participants non syndiqués. Tous les nouveaux employés non syndiqués participent désormais au régime CD.

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)	2019	2018	2017
Régimes PD	122	103	163
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	22	23	7
Régimes d'épargne et CD	61	59	42
	205	185	212

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 2019, la société a fourni une lettre de crédit de 12 millions de dollars pour le régime PD canadien (17 millions de dollars en 2018; 27 millions de dollars en 2017), pour un total de 289 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2019.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2019, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2020.

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 TC Énergie aux États-Unis ont fait l'objet d'une réévaluation provisoire. 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.

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	
	2019	2018	2019	2018
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 653	3 646	430	375
Coût des services rendus	126	121	5	4
Coût financier	142	134	17	14
Cotisations des employés	5	5	—	—
Prestations versées	(213)	(177)	(24)	(23)
Perte actuarielle (gain actuariel)	394	(92)	13	43
Règlement	—	(71)	—	—
Variations du taux de change	(49)	87	(14)	17
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	4 058	3 653	427	430
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 321	3 451	376	365
Rendement réel des actifs des régimes	505	(73)	52	(15)
Cotisations de l'employeur ²	122	103	22	23
Cotisations des employés	5	5	—	—
Prestations versées	(212)	(176)	(24)	(27)
Règlement	—	(71)	—	—
Variations du taux de change	(48)	82	(20)	30
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 693	3 321	406	376
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(365)	(332)	(21)	(54)

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 12 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (17 millions de dollars en 2018).

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	
	2019	2018	2019	2018
Actifs incorporels et autres actifs (note 13)	—	—	162	192
Créditeurs et autres	—	(1)	(8)	(8)
Autres passifs à long terme (note 16)	(365)	(331)	(175)	(238)
	(365)	(332)	(21)	(54)

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	
	2019	2018	2019	2018
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(4 058)	(3 653)	(182)	(246)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 693	3 321	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(365)	(332)	(182)	(246)

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)	2019	2018
Obligation au titre des prestations constituées	(3 719)	(3 347)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 693	3 321
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(26)	(26)

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)	2019	2018
Obligation au titre des prestations constituées	(2 397)	(3 347)
Actifs des régimes à la juste valeur	2 351	3 321
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(46)	(26)

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
	2019	2018	2019
Titres d'emprunt	32 %	33 %	25 % à 45 %
Titres de participation	58 %	56 %	40 % à 70 %
Autres actifs	10 %	11 %	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)	Pourcentage des actifs des régimes			
	2019	2018	2019	2018
Titres d'emprunt	9	8	0,2 %	0,3 %
Titres de participation	15	7	0,4 %	0,2 %

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 25 « 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	58	48	—	—	—	—	58	48	1	1
Titres de participation :										
Canada	402	355	189	138	—	—	591	493	14	13
États-Unis	523	460	156	116	—	—	679	576	17	16
International	46	40	320	281	—	—	366	321	9	9
Mondial	136	116	297	268	—	—	433	384	11	10
Marchés émergents	8	8	126	138	—	—	134	146	3	4
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	198	186	—	—	198	186	5	5
Provincial	—	—	246	198	—	—	246	198	6	5
Municipal	—	—	12	8	—	—	12	8	—	1
Entreprises	—	—	125	112	—	—	125	112	3	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	421	350	7	—	—	—	428	350	11	9
État	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Municipal	—	—	1	—	—	—	1	—	—	—
Entreprises	67	145	120	51	—	—	187	196	5	5
International :										
Gouvernements	7	6	4	4	—	—	11	10	—	1
Entreprises	—	19	52	18	—	—	52	37	1	1
Titres adossés à des créances immobilières	46	128	7	—	—	—	53	128	1	3
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	196	196	196	196	5	5
Infrastructure	—	—	—	—	181	163	181	163	4	4
Fonds de capital- investissement	—	—	—	—	2	3	2	3	—	1
Dépôts	146	142	—	—	—	—	146	142	4	4
	1 860	1 817	1 860	1 518	379	362	4 099	3 697	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 2017	216
Achats et ventes	127
Gains réalisés et non réalisés	19
Solde au 31 décembre 2018	362
Achats et ventes	35
Pertes réalisées et non réalisées	(18)
Solde au 31 décembre 2019	379

En 2020, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 116 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 62 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 12 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
2020	195	25
2021	199	25
2022	203	24
2023	207	24
2024	209	24
2025 à 2029	1 084	117

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 principalement sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2019. 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	
	2019	2018	2019	2018
Taux d'actualisation	3,20 %	3,90 %	3,35 %	4,10 %
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		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Taux d'actualisation	3,90 %	3,60 %	3,95 %	4,10 %	3,70 %	4,15 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,60 %	6,70 %	6,50 %	4,30 %	4,00 %	6,05 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	3,00 %	1,20 %	—	—	—

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 6,30 % pour 2020. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,50 % d'ici 2029 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	2	(2)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	31	(25)

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		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Coût des services rendus ¹	126	121	108	5	4	4
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	142	134	122	17	14	14
Rendement prévu des actifs des régimes	(222)	(221)	(178)	(15)	(16)	(21)
Amortissement de la perte actuarielle	12	15	14	2	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	14	18	37	2	—	1
Charge au titre du règlement – actif réglementaire	—	—	2	—	—	—
Charge au titre du règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	—	4	2	—	—	—
	(54)	(50)	(1)	6	(1)	(5)
Coût net des prestations constaté	72	71	107	11	3	(1)

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)	2019		2018		2017	
	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	398	20	364	53	273	11

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 2020 s'établissent à respectivement 21 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)	2019		2018		2017	
	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	(12)	(2)	(15)	(1)	(18)	(1)
Compression	—	—	—	—	(14)	(2)
Règlement	—	—	(4)	—	(11)	—
Ajustement de la situation de capitalisation	52	(37)	110	43	46	(7)
	40	(39)	91	42	3	(10)

25. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TC Énergie 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 TC Énergie 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, TC Énergie 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, TC Énergie 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, TC Énergie conclut des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage ainsi que des accords d'achat et de vente de pétrole brut. Des instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables sur ces contrats auxquels TC Énergie est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

En mai 2019, TC Énergie a vendu le reste de ses contrats de commercialisation d'électricité des États-Unis, réalisant ainsi le désinvestissement de son entreprise de production d'électricité du nord-est des États-Unis lequel s'est amorcé en 2017, atténuant grandement son exposition au risque lié au prix de l'électricité.

Risque de taux d'intérêt

TC Énergie 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, TC Énergie 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.

Le taux de référence de bon nombre d'instruments financiers et obligations contractuelles de TC Énergie portant intérêt à taux variable est le taux interbancaire offert à Londres (« TIOL »). Ce taux cessera d'être publié à la fin de 2021 pour être probablement remplacé par un taux garanti de financement à un jour. La société surveillera encore l'évolution et l'incidence, le cas échéant, que pourrait avoir un tel changement sur ses activités.

Risque de change

TC Énergie génère des produits et engage des charges et des dépenses en immobilisations 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 TC Énergie génère un bénéfice en dollars US; toutefois, comme ses résultats financiers sont présentés en dollars canadiens, la fluctuation du dollar américain par rapport au dollar canadien peut influencer sur son bénéfice net. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, ce risque s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Le reliquat est géré activement sur une période de un an au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change. Toutefois, l'exposition naturelle 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 une partie de 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)	2019		2018	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant en 2023) ³	3	100 US	(43)	300 US
Options de change en dollars américains (échéant de 2020 à 2021)	10	3 000 US	(47)	2 500 US
	13	3 100 US	(90)	2 800 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 2019 comprend des gains réalisés nets de néant (gains de 2 millions de dollars en 2018) 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)	2019	2018
Montant nominal	29 300 (22 600 US)	31 000 (22 700 US)
Juste valeur	33 400 (25 700 US)	31 700 (23 200 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties de TC Énergie correspond à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, à la juste valeur des actifs dérivés et à un prêt.

Les prix du gaz naturel qui sont restés bas durant l'année ont exercé une pression accrue sur la situation financière de certains de nos expéditeurs de gaz naturel, ce qui a forcé certaines entités à se restructurer ou à déclarer faillite. Cette situation n'a pas eu d'incidence négative importante sur le résultat ou les flux de trésorerie de 2019 de la société. Cette dernière surveille ses contreparties et passe en revue ses débiteurs régulièrement et, au besoin, constate des provisions pour créances douteuses en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Aux 31 décembre 2019 et 2018, 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.

Il arrive parfois que les contreparties de la société soient mise à rudes épreuves sur le plan financier en raison de la volatilité des prix des produits de base et du marché, de l'instabilité économique et des modifications d'ordre politique ou réglementaire. Outre le fait de surveiller ces situations de près, un certain nombre de facteurs permettent à TC Énergie d'atténuer le risque de crédit lié aux contreparties auquel elle est exposée en cas de défaut, dont les suivants :

- les droits contractuels et recours ainsi que l'utilisation de garanties financières fondées sur des obligations contractuelles;
- les cadres réglementaires en place régissant certaines activités de TC Énergie;
- la position concurrentielle des actifs de la société et la demande pour des services qu'elle offre;
- le recouvrement éventuel de sommes impayées dans le cadre de procédures de mise en faillite et de procédures analogues.

TC Énergie est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers car 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. Ces instruments sont 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)	2019		2018	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2} (note 18)	(36 985)	(43 187)	(39 971)	(42 284)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 19)	(8 614)	(8 777)	(7 508)	(6 665)
	(45 599)	(51 964)	(47 479)	(48 949)

- 1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars US (750 millions de dollars US en 2018) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net de 2019 tient compte de pertes non réalisées de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2018) 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 200 millions de dollars US au 31 décembre 2019 (750 millions de dollars US en 2018). 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)	2019		2018	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints
Juste valeur des titres à revenu fixe ²				
Échéant à moins de 1 an	—	6	—	22
Échéant entre 1 an et 5 ans	26	100	—	110
Échéant entre 5 et 10 ans	801	—	140	—
Échéant à plus de 10 ans	61	—	952	—
Juste valeur des titres de participation ²	556	—	—	—
	1 444	106	1 092	132

- 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)	2019		2018		2017	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets non réalisés (pertes nettes non réalisées)	32	3	11	—	(3)	1
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³	60	—	(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 au titre des autres placements restreints sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé des résultats de la société.

3 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 à l'aide de cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été 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, sont censés 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 2019, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2019 (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	—	—	—	118	118
Change	—	—	10	61	71
Taux d'intérêt	—	1	—	—	1
	—	1	10	179	190
Actifs incorporels et autres actifs (note 13)					
Change	—	—	5	—	5
Taux d'intérêt	2	—	—	—	2
	2	—	5	—	7
Total des actifs dérivés	2	1	15	179	197
Créditeurs et autres (note 15)					
Produits de base ²	(4)	—	—	(104)	(108)
Change	—	—	(1)	(3)	(4)
Taux d'intérêt	(3)	—	—	—	(3)
	(7)	—	(1)	(107)	(115)
Autres passifs à long terme (note 16)					
Produits de base ²	(6)	—	—	(11)	(17)
Change	—	—	(1)	—	(1)
Taux d'intérêt	(63)	—	—	—	(63)
	(69)	—	(1)	(11)	(81)
Total des passifs dérivés	(76)	—	(2)	(118)	(196)
Total des instruments dérivés	(74)	1	13	61	1

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 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 13)					
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 15)					
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 16)					
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.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs des couvertures de juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur ¹	
	2019	2018	2019	2018
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	—	(748)	—	3
Dette à long terme	(260)	(273)	(1)	—
	(260)	(1 021)	(1)	3

1 Aux 31 décembre 2019 et 2018, 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 2019	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	492	14	39	—	—
Ventes ¹	2 089	22	53	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 153	1 600
Millions de pesos mexicains	—	—	—	800	—
Dates d'échéance	2020-2024	2020-2027	2020	2020	2020-2030

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 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.

(Pertes) gains 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 (en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
(Pertes) gains non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base ²	(111)	28	62
Change	245	(248)	88
Taux d'intérêt	—	—	(1)
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	378	351	(107)
Change	(70)	(24)	18
Taux d'intérêt	—	—	1
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures			
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(6)	(1)	23
Change	—	—	5
Taux d'intérêt	2	(1)	1

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 2019, 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.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 23) 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)	2019	2018	2017
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	(15)	(1)	(1)
Taux d'intérêt	(63)	(13)	4
	(78)	(14)	3

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(19)	(71)	(74)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	1	(4)	1
Couvertures de flux de trésorerie			
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}			
Contrats de taux d'intérêt ¹	(12)	(22)	(17)
Contrats sur produits de base ⁴	(7)	(5)	20

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 23 « 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.

3 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie et du stockage à l'état consolidé des résultats.

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. TC Énergie 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. Les tableaux qui suivent illustrent 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 2019 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	118	(76)	42
Change	76	(5)	71
Taux d'intérêt	3	(1)	2
	197	(82)	115
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(125)	76	(49)
Change	(5)	5	—
Taux d'intérêt	(66)	1	(65)
	(196)	82	(114)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	768	(626)	142
Change	18	(18)	—
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	798	(648)	150
Passifs liés aux instruments dérivés			
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.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, la société a fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 58 millions de dollars et des lettres de crédit de 25 millions de dollars au 31 décembre 2019 (143 millions de dollars et 22 millions de dollars en 2018, respectivement). Au 31 décembre 2019, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie ni aucune lettre de crédit (néant et 1 million de dollar en 2018, respectivement) fournie 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 2019, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 4 millions de dollars (6 millions de dollars en 2018), 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 2019, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 4 millions de dollars (6 millions de dollars en 2018). 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	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. 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.
Niveau 3	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. Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

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, est classée comme suit :

au 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	81	37	—	118
Change	—	76	—	76
Taux d'intérêt	—	3	—	3
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(77)	(41)	(7)	(125)
Change	—	(5)	—	(5)
Taux d'intérêt	—	(66)	—	(66)
	4	4	(7)	1

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

au 31 décembre 2018	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 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 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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)	2019	2018
Solde au début de l'exercice	(4)	(7)
Transferts du niveau 3	4	5
Total des (pertes) gains comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	(3)	8
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	(4)	—
Règlements	—	(9)
Change	—	(1)
Solde à la fin de l'exercice¹	(7)	(4)

¹ Les produits comprennent des pertes non réalisées de 3 millions de dollars (pertes non réalisées de 5 millions de dollars en 2018) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2019.

26. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
(en millions de dollars canadiens)			
Diminution (augmentation) des débiteurs	31	(69)	(576)
Augmentation des stocks	(42)	(49)	(38)
Diminution des actifs destinés à la vente	—	—	14
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(15)	45	189
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	352	(70)	151
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(33)	41	12
Diminution des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	—	—	(25)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	293	(102)	(273)

27. AUTRES ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Actifs de Columbia Midstream

Le 1^{er} août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à un tiers pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars américains avant les ajustements postérieurs à la clôture.

La société a inscrit un gain sur la vente de 21 millions de dollars avant les impôts (une perte de 152 millions de dollars après les impôts) lequel tient compte de l'incidence de gains de change de 4 millions de dollars reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net et d'un écart d'acquisition de 595 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Ce gain avant les impôts est pris en compte au poste « (Perte) gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. Cette vente ne comprenait aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, l'entreprise d'exploitation des minéraux de la société située dans le bassin des Appalaches.

Iroquois Gas Transmission System et Portland Natural Gas Transmission System

En juin 2017, la société 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, la société 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.

Pipelines de liquides

Northern Courier

Le 17 juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à un tiers pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de la participation résiduelle de 15 % de la société à la juste valeur. Le gain avant les impôts est porté au poste « (Perte) gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. Après les impôts, le gain de 115 millions de dollars reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars et le produit qui en découle a été versé intégralement à TC Énergie.

TC Énergie demeure l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabilise sa participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans les états financiers consolidés de la société.

Énergie et stockage

Centrale de Coolidge

En décembre 2018, la société a conclu une entente visant la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, puis la société a résilié l'entente avec SWG.

Le 21 mai 2019, la société a réalisé la vente à SRP, conformément à son droit contractuel de premier refus, pour un produit de 448 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente, avant les impôts, de 68 millions de dollars (54 millions de dollars après les impôts) lequel comprend l'incidence des gains de change de 9 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net. Ce gain avant les impôts est pris en compte au poste « (Perte) gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats.

Cartier Énergie éolienne

En 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 sur la vente de 170 millions de dollars (143 millions de dollars après les impôts), lequel a été porté au poste « (Perte) gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats.

Énergie solaire en Ontario

En 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), lequel a été porté au poste « (Perte) gain sur les 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 ses déclarations de revenu annuelles 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.

En 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 et inscrit 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.

En juin 2017, la société 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 ont été portés au poste « (Perte) gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats.

28. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

TC Énergie 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 achats effectués en vertu de ces contrats se sont chiffrés à 236 millions de dollars en 2019 (207 millions de dollars en 2018; 214 millions de dollars en 2017).

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 2019, TC Énergie avait les engagements suivants au titre des dépenses en immobilisations :

- un montant d'environ 4,5 milliards de dollars dans son secteur des gazoducs au Canada, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets d'expansion de Coastal GasLink et du réseau de gazoducs de NGTL. Suivant la clôture de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink et l'établissement d'une facilité de crédit de construction garantie, les engagements relatifs au projet seront principalement financés par un financement de projet et des partenariats. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Immobilisations corporelles » pour un complément d'information;
- 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 gazoduc de Columbia Gas et d'ANR;
- un montant d'environ 0,2 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 Villa de Reyes et de Tula;
- un montant d'environ 0,2 milliard de dollars dans son secteur des pipelines de liquides, se rapportant principalement aux coûts des travaux d'aménagement de Keystone XL;
- un montant d'environ 0,7 milliard de dollars dans son secteur de l'énergie et du stockage, se rapportant à la quote-part de la société dans les engagements au titre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2019, la société avait constaté quelque 39 millions de dollars (40 millions de dollars en 2018) 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.

TC Énergie 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

En tant qu'exploitant du pipeline Northern Courier, TC Énergie a garanti la performance financière du pipeline relativement aux services de livraison et à ceux liés aux terminaux qui se rapportent au bitume et au diluant ainsi que les obligations financières conditionnelles relativement aux contrats de sous-location.

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. 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.

TC Énergie 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, iii) individuellement ou iv) exclusivement 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 TC Énergie compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est comptabilisée dans les créditeurs et autres et les autres passifs à long terme du bilan consolidé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2019		2018	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Pipeline Northern Courier	jusqu'en 2055	300	27	—	—
Sur de Texas	jusqu'en 2020	109	—	183	1
Bruce Power	jusqu'en 2021	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	jusqu'en 2059	100	10	104	11
		597	37	375	12

¹ Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

29. 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 2019, la société avait engagé relativement à cette transformation des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 61 millions de dollars pour les obligations locatives, déduction faite de coûts de 158 millions de dollars recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Le solde de la provision pour obligations locatives au 31 décembre 2019 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 2017	9	53	62
Charges de restructuration ¹	—	42	42
Charges de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(9)	(15)	(24)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2018	—	81	81
Charges de désactualisation	—	2	2
Paiements en trésorerie	—	(14)	(14)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2019	—	69	69

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.

30. 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 considérées comme des EDDV non consolidées et elles 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 ou qui ne sont pas considérés comme des entreprises s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2019	2018
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	106	45
Débiteurs	88	79
Stocks	27	24
Autres	8	13
	229	161
Immobilisations corporelles	3 050	3 026
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	785	965
Écart d'acquisition	431	453
Actifs incorporels et autres actifs	—	8
	4 495	4 613
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	70	88
Intérêts courus	21	24
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	187	79
	278	191
Passifs réglementaires	45	43
Autres passifs à long terme	9	3
Passifs d'impôts reportés	9	13
Dette à long terme	2 694	3 125
	3 035	3 375

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)	2019	2018
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation ¹	4 720	4 575
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	466	170
Risque maximal de perte	5 186	4 745

1 Ce poste comprend la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Portlands Energy Centre classée dans les actifs destinés à la vente au 31 décembre 2019. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.