

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

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » 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 2017 et 2016 et met en évidence les changements importants survenus entre 2016 et 2015, 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 2017 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 à l'actionnaire.

L'actionnaire a 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. Le rapport de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. fait état de l'étendue de leur audit et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.



Russell K. Girling
Président et chef de la direction



Donald R. Marchand
Vice-président directeur et chef des finances

Le 14 février 2018

Rapport des auditeurs indépendants

À l'actionnaire de TransCanada PipeLines Limited

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (la « société »), qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016, les états consolidés 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 2017, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de TransCanada PipeLines Limited au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016, ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

KPMG S.R.L. / SENCRL.

Comptables professionnels agréés

Le 14 février 2018

Calgary, Canada

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Produits			
Gazoducs – Canada	3 693	3 682	3 680
Gazoducs – États-Unis	3 584	2 526	1 444
Gazoducs – Mexique	570	378	259
Pipelines de liquides	2 009	1 755	1 879
Énergie	3 593	4 206	4 091
	13 449	12 547	11 353
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	773	514	440
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 906	3 861	3 303
Achats de produits de base revendus	2 382	2 172	2 237
Impôts fonciers	569	555	517
Amortissement	2 055	1 939	1 765
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	1 257	1 388	3 745
	10 169	9 915	11 567
Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 25)	631	(833)	(125)
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 17)	2 137	1 927	1 398
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(507)	(419)	(295)
Intérêts créditeurs et autres charges	(183)	(117)	103
	1 447	1 391	1 206
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	3 237	922	(1 105)
(Recouvrement) charge d'impôts (note 16)			
Exigibles	149	157	137
Reportés	548	192	(102)
Reportés – Réforme fiscale aux États-Unis	(804)	—	—
	(107)	349	35
Bénéfice net (perte nette)	3 344	573	(1 140)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 19)	238	252	6
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle et à l'actionnaire ordinaire	3 106	321	(1 146)

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)	2017	2016	2015
Bénéfice net (perte nette)	3 344	573	(1 140)
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	(749)	3	813
Reclassement de gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	(77)	—	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	—	(10)	(372)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	30	(57)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	42	88
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(11)	(26)	51
Reclassement de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	16	16	32
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(106)	(87)	47
Autres éléments du résultat étendu (note 21)	(926)	(32)	602
Résultat étendu	2 418	541	(538)
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	83	241	312
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 335	300	(850)

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)	2017	2016	2015
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	3 344	573	(1 140)
Amortissement	2 055	1 939	1 765
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	1 257	1 388	3 745
Impôts reportés (note 16)	548	192	(102)
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis (note 16)	(804)	—	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(773)	(514)	(440)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	970	844	793
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 22)	(64)	(3)	44
(Gain) perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 26)	(631)	833	125
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(362)	(253)	(165)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(149)	(149)	58
Autres	43	55	47
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 24)	(272)	251	(307)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 162	5 156	4 423
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(7 383)	(5 007)	(3 918)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(146)	(295)	(511)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 9)	(1 681)	(765)	(493)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(13 608)	(236)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	5 317	6	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	362	727	9
Montants reportés et autres	(168)	159	272
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(3 699)	(18 783)	(4 877)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 038	(329)	(1 382)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	3 643	12 333	5 045
Remboursements sur la dette à long terme	(7 085)	(7 153)	(2 105)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	3 468	1 549	917
Avances d'une (à une) société liée, montant net	193	4 523	(189)
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 121)	(1 612)	(1 446)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(283)	(279)	(224)
Actions ordinaires émises	780	4 661	—
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	225	215	55
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	(1 205)	—	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	(1 347)	13 908	671
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(39)	(127)	112
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	77	154	329
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	967	813	484
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	1 044	967	813

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 044	967
Débiteurs	2 537	2 093
Stocks	378	368
Actifs destinés à la vente	—	3 717
Autres (note 7)	691	908
	4 650	8 053
Immobilisations corporelles (note 8)	57 277	54 475
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	6 366	6 544
Actifs réglementaires (note 10)	1 376	1 322
Écart d'acquisition (note 11)	13 084	13 958
Prêt à une société liée (note 9)	919	—
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	1 423	2 947
Placements restreints	915	642
	86 010	87 941
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 13)	1 763	774
Créditeurs et autres (notes 14)	4 071	3 876
Dividendes à payer	552	491
Montants à payer à une société liée (note 28)	2 551	2 358
Intérêts courus	605	595
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	—	86
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 17)	2 866	1 838
	12 408	10 018
Passifs réglementaires (note 10)	4 321	2 121
Autres passifs à long terme (note 15)	727	1 183
Passifs d'impôts reportés (note 16)	5 403	7 662
Dette à long terme (note 17)	31 875	38 312
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	7 007	3 931
	61 741	63 227
Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	—	1 179
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 20)	21 761	20 981
Émises et en circulation :		
	31 décembre 2017 – 872 millions d'actions	
	31 décembre 2016 – 859 millions d'actions	
Surplus d'apport	—	211
Bénéfices non répartis	2 387	1 577
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(1 731)	(960)
	22 417	21 809
Participations assurant le contrôle	1 852	1 726
Participations sans contrôle (note 19)	1 852	1 726
	24 269	23 535
	86 010	87 941

Engagements, éventualités et garanties (note 26)

Coûts de restructuration (note 27)

Entités à détenteurs de droits variables (note 29)

Événement postérieur à la date de clôture (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)	2017	2016	2015
Actions ordinaires (note 20)			
Solde au début de l'exercice	20 981	16 320	16 320
Produit de l'émission d'actions	780	4 661	—
Solde à la fin de l'exercice	21 761	20 981	16 320
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	211	210	404
Émission d'options sur actions	12	15	13
Dilution découlant des parts de TC PipeLines, LP émises	26	24	6
Transfert d'actifs à TC PipeLines, LP	(202)	(38)	(213)
Acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	(171)	—	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	124	—	—
Solde à la fin de l'exercice	—	211	210
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	1 577	2 989	5 606
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	3 106	321	(1 146)
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 184)	(1 733)	(1 471)
Ajustements des paiements à base d'actions versés aux salariés (note 3)	12	—	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(124)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	2 387	1 577	2 989
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(960)	(939)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 21)	(771)	(21)	296
Solde à la fin de l'exercice	(1 731)	(960)	(939)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	22 417	21 809	18 580
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 726	1 717	1 583
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	—	1 051	—
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	238	252	6
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(155)	(11)	306
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	225	215	55
Diminution de la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP	(41)	(40)	(11)
Reclassement depuis (vers) les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	106	(1 179)	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(280)	(279)	(222)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	33	—	—
Solde à la fin de l'exercice	1 852	1 726	1 717
Total des capitaux propres	24 269	23 535	20 297

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 TCPL

TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans cinq secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie, chacun de ces secteurs proposant des produits et des services différents. Par ailleurs, le secteur Siège social de la société n'est pas lié à l'exploitation et regroupe des fonctions administratives et intégrées. La société est une filiale entièrement détenue de TransCanada Corporation (« TransCanada »).

Gazoducs – Canada

Le secteur des gazoducs au Canada est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 40 429 km (25 121 milles).

Gazoducs – États-Unis

Le secteur des gazoducs aux États-Unis est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 49 779 km (30 931 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi³ et de services intermédiaires et d'autres actifs.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 1 680 km (1 044 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides consiste en des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs d'une longueur de 4 874 km (3 030 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans 11 centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des actifs en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona.

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 TCPL 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. TCPL 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. TCPL 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, TCPL 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. Les estimations et jugements importants intervenant dans la préparation des états financiers consolidés comprennent notamment :

- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 5);
- la juste valeur et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 10);
- la juste valeur de l'écart d'acquisition (note 11);
- la juste valeur des actifs incorporels (note 12);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 15);
- les provisions pour les impôts sur le bénéficiaire, y compris la réforme fiscale aux États-Unis (note 16);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22);
- la juste valeur des instruments financiers (note 23);
- la provision au titre des engagements, éventualités et garanties (note 26) et les coûts de restructuration (note 27).

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Certains gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique et certains actifs de stockage de gaz naturel sont réglementés en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») ou de l'Alberta Energy Regulator (« AER »). 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 TCPL, 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 entreprises de TCPL 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, 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.

Constatation des produits

Gazoducs et pipelines de liquides

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs et des pipelines de liquides de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle sans égard aux volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où les livraisons de gaz naturel ou de pétrole brut sont effectuées.

Les produits des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la CATR sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ. Les droits visant les gazoducs de la société au Canada sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les gazoducs de la société au Canada ne sont généralement pas touchés par les risques liés aux variations des produits et de la plupart des coûts. Ces variations font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les gazoducs de la société au Canada sont parfois assujettis à des mécanismes incitatifs négociés avec les expéditeurs et approuvés par l'ONÉ. Aux termes de ces mécanismes, la société peut constater des produits d'un montant supérieur ou inférieur au montant requis pour recouvrer les coûts au titre des incitatifs. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats. Dans le cas du service interruptible ou volumétrique, les produits sont constatés au moment où la livraison est effectuée. Les produits constatés avant que l'ONÉ ne rende une décision tarifaire pour la

période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision.

Les gazoducs de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, les produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement aux termes d'une instance tarifaire. 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 produits du secteur des gazoducs au Mexique sont recouverts surtout en fonction des contrats à capacité ferme négociés et approuvés par la CRE et ils sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle. Les autres volumes de gaz qui sont expédiés par l'intermédiaire de ces gazoducs sont assujettis à des tarifs qu'a approuvés la CRE.

La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour ses clients.

Stockage de gaz naturel réglementé

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société sont constatés soit de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels sans égard aux volumes de gaz naturel stockés, soit au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour ses clients.

Services intermédiaires et autres actifs

Les produits tirés des services intermédiaires de transport du gaz naturel de la société qui comprennent la collecte, la transformation, le conditionnement, le traitement, la compression et la manutention de liquides proviennent d'engagements contractuels et ils sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle sans égard aux volumes de gaz naturel traités assujettis à ces services. La société détient aussi des droits miniers afférents à certaines installations de stockage. Ces droits miniers peuvent être loués ou fournis aux producteurs de gaz naturel contre des droits de redevance. Les redevances sur les droits miniers sont constatés au stade de la production.

Énergie

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie de la société découlent principalement de la vente d'électricité, et ils sont constatés lorsque la livraison a lieu. Les produits tiennent compte également des paiements de capacité et des services complémentaires ainsi que des gains et des pertes résultant du recours à des contrats dérivés sur marchandises. La comptabilité des contrats faisant l'objet d'instruments dérivés est décrite sous la rubrique « Instruments dérivés et opérations de couverture » de la présente note.

Stockage de gaz naturel non réglementé

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel non assujettis à la réglementation qui sont offerts sont constatés conformément aux modalités des contrats de stockage de gaz naturel, généralement sur la durée des contrats. Les produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés déduction faite du coût du gaz naturel exclusif pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les contrats dérivés conclus pour l'achat ou la vente de gaz naturel sont constatés à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées dans les produits.

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 gaz naturel stocké, de pétrole brut en transit, de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et les stocks de combustible, sont constatés au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

Actifs destinés à la vente

La société classe les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre en marché un groupe destiné à être cédé et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente se réalise au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et toute perte est comptabilisée dans le bénéfice net. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée une fois que les actifs sont classés comme étant destinés à la vente.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 1 % à 6 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et un crédit correspondant est inscrit dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz naturel. Le carburant de base n'est pas amorti.

Lorsque des gazoducs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une immobilisation corporelle hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Services intermédiaires et autres actifs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation des actifs intermédiaires sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les installations de collecte et de traitement sont amorties à des taux annuels se situant entre 1,7 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles sont amorties à divers taux. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

À titre de partenaire détenant une participation directe, la société participe à la mise en valeur de la superficie de certains gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Grâce à cette participation directe, la société peut investir dans les activités de forage en plus de recevoir un droit de redevance sur la production des puits. La société recourt à la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les activités de production de gaz naturel et de pétrole brut résultant de sa quote-part des activités de forage. Les coûts liés aux puits sont capitalisés et amortis selon le mode des unités d'œuvre.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines de liquides sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 2,5 %; des taux divers s'appliquent aux autres immobilisations et au matériel. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Énergie

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur de l'énergie sont comptabilisées au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon le mode linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel non réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base n'est pas amorti.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon le mode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Coûts de projet capitalisés

La société capitalise les coûts de projet dès qu'il est probable que les travaux parviennent à la phase de construction ou que les coûts sont vraisemblablement recouvrables. La société capitalise également les intérêts débiteurs relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés en cours d'aménagement. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé. Ces projets sont de plus grande envergure et nécessitent généralement l'approbation des organismes de réglementation ou autres avant que ne débutent les travaux de construction. Une fois les autorisations reçues, les projets sont transférés aux immobilisations corporelles en construction. Lorsque l'actif est prêt à être utilisé comme prévu et disponible aux fins de l'exploitation, les coûts de projet capitalisés sont amortis conformément à la politique de la société en matière d'amortissement des immobilisations corporelles.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles et ses actifs incorporels, 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 ou le prix de vente estimatif est inférieur à la valeur comptable d'un actif, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'actif en question.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis est classé dans l'écart d'acquisition. Ce dernier n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. Si la société conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, la première étape du test de dépréciation en deux étapes est réalisée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, qui comprend l'écart d'acquisition. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et la deuxième étape de l'évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième étape, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant les montants constatés pour tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à la juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur d'un montant égal à cet écart est alors constatée. La société peut choisir de réaliser directement la première étape du test de dépréciation en deux étapes pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation au moment d'effectuer le test de dépréciation annuel.

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 TCPL vend de l'électricité ont été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation dans le cas où la société est le bailleur. En 2016, la société a résilié ses CAE en Alberta aux termes desquelles elle avait acheté de l'électricité, et elle a inscrit une charge de dépréciation. Antérieurement à leur résiliation, pratiquement toutes ces CAE ont aussi été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation, dans le cas où TCPL était le bailleur, et les paiements initiaux pour l'acquisition de ces CAE ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon le mode linéaire sur la durée des contrats. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en fonction de modalités semblables. Ces CAE sous-louées ont été également comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et les marges réalisées sur ces dernières ont été constatées dans les produits d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Actifs incorporels et autres actifs » pour un complément d'information.

Placements restreints

La société détient certains placements dont le retrait et l'affectation font l'objet de restrictions. Ces placements restreints sont classés comme étant disponibles à la vente à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'ONÉ, TCPL doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines réglementés par l'ONÉ au Canada. Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent, et sont comptabilisés à titre de placements restreints. Les placements restreints au titre de l'ICQF ne peuvent être affectés qu'au financement des activités de cessation d'exploitation des installations de pipeline réglementées par l'ONÉ. Par conséquent, un passif réglementaire correspondant est comptabilisé au bilan consolidé. La société détient d'autres placements restreints qui ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées dans le bénéfice net de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés aux gazoducs réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'organisme de réglementation. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont classés dans l'actif et le passif à court terme au bilan consolidé.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux charges d'exploitation et autres charges.

La société a comptabilisé des OMHSI visant ses installations non réglementées de stockage de gaz naturel, les droits miniers et certaines centrales électriques. Puisqu'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, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées et de certaines installations devant être mises hors service dans le cadre d'un programme de modernisation en cours qui améliorera l'intégrité des réseaux et la fiabilité des services ainsi que la souplesse du gazoduc Columbia Gas.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Ces estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés. Ces estimations 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. 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 TCPL ou générés par celle-ci. Au besoin, TCPL comptabilise au bilan consolidé un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'opération. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquies des actions ordinaires de TransCanada. 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. TCPL comptabilise la charge de rémunération liée à ces options sur actions.

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 des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon le mode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans le bénéfice net, exception faite des gains et des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les établissements soient vendus auquel cas les gains et les pertes seront reclassés dans le bénéfice net. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société et certains instruments dérivés désignés comme couverture ont été désignés en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instrument dérivé 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, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est initialement inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, sous la même rubrique des états financiers que l'est l'opération sous-jacente. 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, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. 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 réglementaires 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 immobilisations corporelles dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net 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 2017

Stocks

En juillet 2015, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon ces nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de ces directives, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence significative sur le bilan consolidé de la société.

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées aux instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques afférents aux instruments d'emprunt hôtes. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives précisent que, lorsqu'une augmentation d'une participation rend cette participation admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, l'entité n'est pas tenue de respecter l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon prospective, sans incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Paiements à base d'actions versés aux salariés

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. La

société a choisi de comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont entraîné l'inscription d'un ajustement cumulatif de 12 millions de dollars aux bénéfices non répartis et la comptabilisation d'un actif d'impôts reportés lié aux paiements à base d'actions versés aux salariés avant l'adoption de ces directives.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation d'EDDV détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une EDDV, il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification des conclusions de la société en matière de consolidation.

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis aux clients selon un montant qui tient compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services. Elles exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront tirés des contrats en question et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra. La société adoptera les nouvelles directives à leur date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer les nouvelles directives : 1) selon une approche entièrement rétrospective, avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou 2) selon une approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption. La société adoptera ces directives selon l'approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption, le cas échéant, sous réserve des mesures de simplification permises et choisies.

La société a dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives, par secteur d'exploitation. La société a terminé son analyse des contrats qui n'a révélé aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation par suite de la mise en application des nouvelles directives. Par conséquent, la société n'aura pas à apporter un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture au 1^{er} janvier 2018.

Bien que les nouvelles directives n'aient pas d'incidence significative sur les produits d'exploitation consolidés, la société devra fournir une quantité importante d'informations supplémentaires selon les exigences qui sont prescrites. Ces nouvelles obligations d'information comprennent l'information en ce qui a trait aux jugements importants posés pour évaluer le moment et la façon dont les produits d'exploitation sont constatés ainsi que l'information concernant les actifs et les produits différés liés aux contrats. Par ailleurs, les nouvelles directives requièrent que l'obligation d'information de la société relativement à la constatation des produits d'exploitation englobe de plus amples précisions concernant les diverses obligations de prestation ainsi que sur la nature, le montant, le calendrier et les estimations des produits d'exploitation et des flux de trésorerie générés par les contrats conclus avec des clients. La société a rédigé une ébauche des informations à fournir au premier trimestre de 2018 en tenant compte plus particulièrement de la portée des contrats pour lesquels elle doit présenter les produits d'exploitation futurs liés aux obligations de prestation résiduelles. La société a apporté tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux exigences en termes de constatation et aux obligations d'information des nouvelles directives.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et une méthode d'adoption est préconisée à l'égard de chacune des composantes des directives. La société a terminé son analyse et elle ne prévoit pas que l'adoption de ces directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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 bailleur doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Ces directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée à l'égard des contrats de location déjà en vigueur ou conclus après le début de la première période comparative présentée dans les états financiers, et certaines mesures de simplification sont prévues. La société continue de dresser la liste des contrats de location existants et de les analyser afin de déterminer l'effet de l'application des nouvelles directives sur ses états financiers consolidés. La société s'affaire aussi à apporter aux systèmes et aux processus les changements nécessaires lui permettant de compiler les renseignements requis et de se conformer aux exigences en matière de comptabilisation et de présentation de l'information comprises dans les nouvelles directives. Elle continue de surveiller et d'analyser d'autres directives et des précisions émanant du FASB.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

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

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert intraentités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. La société a terminé son analyse et elle ne prévoit pas que l'adoption de ces directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Liquidités soumises à des restrictions

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

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui raccourcissent la période d'amortissement de la prime sur certains titres d'emprunt rachetables acquis en exigeant des entités qu'elles amortissent la prime entre l'acquisition et la première date de rachat. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. La société évalue actuellement 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.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilité de couverture, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Ces nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres exigences en matière d'obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et l'adoption anticipée est permise. La société a décidé de les appliquer à compter du 1^{er} janvier 2018. La société a terminé son analyse et elle ne prévoit pas que la mise en application de ces directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social ¹	Total
Produits	3 693	3 584	570	2 009	3 593	—	13 449
Produits intersectoriels	—	51	—	—	—	(51)	—
	3 693	3 635	570	2 009	3 593	(51)	13 449
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	11	240	(9)	(3)	471	63 ²	773
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 300)	(1 340)	(42)	(623)	(550)	(51)	(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 au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	—	—	—	631	—	631
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 236	1 760	426	(251)	1 552	(39)	4 684
Intérêts débiteurs							(2 137)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							507
Intérêts créditeurs et autres							183
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 237
Recouvrement d'impôts							107
Bénéfice net							3 344
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(238)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle et à l'actionnaire ordinaire							3 106
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 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 pour le secteur fournissant le service et des charges pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation dans le secteur Siège social. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers.

2 Ce bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation a trait aux gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt de cette coentreprise. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2016							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 682	2 526	378	1 755	4 206	—	12 547
Produits intersectoriels	—	56	—	—	—	(56)	—
	3 682	2 582	378	1 755	4 206	(56)	12 547
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	214	(3)	(1)	292	—	514
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 245)	(1 057)	(43)	(568)	(884)	(64)	(3 861)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 172)	—	(2 172)
Impôts fonciers	(267)	(120)	—	(88)	(80)	—	(555)
Amortissement	(875)	(425)	(45)	(292)	(302)	—	(1 939)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	—	(1 388)	—	(1 388)
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	(4)	—	—	(829)	—	(833)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 307	1 190	287	806	(1 157)	(120)	2 313
Intérêts débiteurs							(1 927)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							419
Intérêts créditeurs et autres							117
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							922
Charge d'impôts							(349)
Bénéfice net							573
Perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle et à l'actionnaire ordinaire							321
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	1 372	1 517	944	668	473	33	5 007
Projets d'investissement en cours d'aménagement	153	—	—	142	—	—	295
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	5	198	327	235	—	765
	1 525	1 522	1 142	1 137	708	33	6 067

1 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 pour le secteur fournissant le service et des charges pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation dans le secteur Siège social. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers.

exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 680	1 444	259	1 879	4 091	—	11 353
Produits intersectoriels	—	47	—	—	—	(47)	—
	3 680	1 491	259	1 879	4 091	(47)	11 353
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	162	5	—	261	—	440
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 204)	(606)	(51)	(492)	(845)	(105)	(3 303)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 237)	—	(2 237)
Impôts fonciers	(272)	(77)	—	(79)	(89)	—	(517)
Amortissement	(849)	(248)	(44)	(283)	(341)	—	(1 765)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	(3 686)	(59)	—	(3 745)
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	(125)	—	—	—	—	(125)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 367	597	169	(2 661)	781	(152)	101
Intérêts débiteurs							(1 398)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							295
Intérêts créditeurs et autres							(103)
Perte avant les impôts sur le bénéfice							(1 105)
Charge d'impôts							(35)
Perte nette							(1 140)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(6)
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle et à l'actionnaire ordinaire							(1 146)
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	1 366	534	566	1 012	376	64	3 918
Projets d'investissement en cours d'aménagement	230	3	—	278	—	—	511
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	—	311	182	—	493
	1 596	537	566	1 601	558	64	4 922

1 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 pour le secteur fournissant le service et des charges pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation dans le secteur Siège social. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Actif total		
Gazoducs – Canada	16 904	15 816
Gazoducs – États-Unis	35 898	34 422
Gazoducs – Mexique	5 716	5 013
Pipelines de liquides	15 438	16 896
Énergie	8 503	13 169
Siège social	3 551	2 625
	86 010	87 941

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Produits			
Canada – marché intérieur	3 618	3 697	3 930
Canada – exportations	1 255	1 177	1 292
États-Unis	8 006	7 295	5 872
Mexique	570	378	259
	13 449	12 547	11 353

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Immobilisations corporelles		
Canada	21 632	20 531
États-Unis	30 693	29 414
Mexique	4 952	4 530
	57 277	54 475

5. ACQUISITION DE COLUMBIA

Le 1^{er} juillet 2016, TCPL a acquis la totalité de Columbia Pipeline Group, Inc. en contrepartie d'un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie, en fonction d'un prix de 25,50 \$ US par action pour l'ensemble des actions ordinaires en circulation de Columbia, ainsi que toutes les unités d'actions liées à la performance et les unités d'actions temporairement incessibles en circulation. L'acquisition a été financée par l'émission d'actions ordinaires de TCPL à TransCanada, un prêt intersociétés consenti par TransCanada relativement au produit tiré de la vente de reçus de souscription de cette dernière et des prélèvements totalisant 6,9 milliards de dollars US sur des facilités de crédit-relais d'acquisition. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne; le produit brut d'environ 4,4 milliards de dollars a été transféré à TCPL avant la clôture de l'acquisition. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires », à la note 28 « Transactions avec des parties liées » ainsi qu'à la note 17 « Dette à long terme » pour un complément d'information sur les actions ordinaires émises en faveur de TransCanada, sur le prêt intersociétés à rembourser à TransCanada et sur les facilités de crédit-relais d'acquisition.

À la date d'acquisition, Columbia exploitait un portefeuille de gazoducs réglementés s'étendant sur environ 24 500 km (15 200 milles), des installations de stockage de gaz naturel de 285 Gpi³ ainsi que des services intermédiaires et autres actifs dans diverses régions des États-Unis. TCPL a acquis Columbia dans le but d'élargir le marché du gaz naturel de la société aux États-Unis, positionnant ainsi la société afin de saisir d'autres occasions de croissance à long terme.

L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition tient compte principalement des possibilités d'étendre les activités du secteur des gazoducs de la société sur le marché américain et de renforcer sa position concurrentielle dans le secteur du gaz naturel en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice. L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition aux termes de laquelle les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge ont été comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. Le calcul du prix d'achat correspond aux estimations faites par la direction relativement à la juste valeur des actifs et passifs de Columbia au 1^{er} juillet 2016.

(en millions de dollars)	1 ^{er} juillet 2016	
	US	CA ¹
Contrepartie du prix d'achat	10 294	13 392
Juste valeur		
Actifs à court terme	658	856
Immobilisations corporelles	7 560	9 835
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	441	574
Actifs réglementaires	190	248
Actifs incorporels et autres actifs	135	175
Passifs à court terme	(597)	(777)
Passifs réglementaires	(294)	(383)
Autres passifs à long terme	(144)	(187)
Passifs d'impôts reportés	(1 613)	(2 098)
Dette à long terme	(2 981)	(3 878)
Participations sans contrôle	(808)	(1 051)
Juste valeur des actifs nets acquis	2 547	3 314
Écart d'acquisition (note 11)	7 747	10 078

¹ Au 1^{er} juillet 2016, le taux de change était de 1,30 \$.

La juste valeur des actifs à court terme, y compris la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et les stocks, et la juste valeur des passifs à court terme, incluant les billets à payer et les intérêts courus, se rapprochaient de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces éléments. Certains éléments du fonds de roulement liés aux acquisitions ont donné lieu à un ajustement des crédateurs.

Les gazoducs de Columbia sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, leurs bases tarifaires devraient être recouvrées selon un taux de rendement raisonnable sur la durée des actifs. La juste valeur de ces actifs et des actifs et passifs réglementaires connexes correspondait à leur valeur comptable à l'acquisition. La juste valeur des droits miniers compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été déterminée à l'aide de la méthode des flux de trésorerie actualisés, ce qui a donné lieu à une hausse de 241 millions de dollars (185 millions de dollars US) de la juste valeur. La juste valeur du carburant de base, à la date d'acquisition, compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été calculée en appliquant un cours du marché multiplié par le volume estimatif de carburant en place, contribuant ainsi à une augmentation de 840 millions de dollars (646 millions de dollars US) de la juste valeur.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la société a mené à bien ses procédures d'évaluation du volume de carburant de base acquis et ainsi, en a diminué sa juste valeur de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US). Cette diminution a eu une incidence sur le calcul du prix d'achat en raison de la baisse de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US) des immobilisations corporelles et de 45 millions de dollars (35 millions de dollars US) des passifs d'impôts reportés et de la hausse de 71 millions de dollars (55 millions de dollars US) de l'écart d'acquisition. Cet ajustement n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de la société. Au 31 décembre 2017, l'écart d'acquisition découlant de l'acquisition de Columbia se chiffrait à 7 802 millions de dollars US (7 747 millions de dollars US en 2016). Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Écart d'acquisition » pour un complément d'information.

La juste valeur de la dette à long terme de Columbia a été évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des taux observables pratiqués sur le marché pour des instruments d'emprunt semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur a donc augmenté de 300 millions de dollars (231 millions de dollars US).

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur de la dette de Columbia prise en charge par TCPL à la date d'acquisition.

(en millions de dollars)	Date d'échéance	Type	Juste valeur	Taux d'intérêt
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	506 \$ US	2,45 %
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis (750 \$ US)	779 \$ US	3,30 %
	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis (1 000 \$ US)	1 092 \$ US	4,50 %
	Juin 2045	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	604 \$ US	5,80 %
			2 981 \$ US	

La juste valeur du régime de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de Columbia s'appuie sur l'évaluation actuarielle de la situation de capitalisation des régimes à la date d'acquisition ce qui s'est traduit par une hausse de 15 millions de dollars (12 millions de dollars US) et de 5 millions de dollars (4 millions de dollars US) des actifs réglementaires et des autres passifs à long terme, respectivement, et par une baisse de 14 millions de dollars (11 millions de dollars US) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars US) des actifs incorporels et autres actifs et des passifs réglementaires, respectivement.

Les écarts temporaires créés par suite des variations de la juste valeur susmentionnées ont donné lieu à des actifs et à des passifs d'impôts reportés qui ont été comptabilisés au taux d'imposition effectif de 39 % aux États-Unis pour la société.

La juste valeur de la participation sans contrôle de Columbia a été calculée en fonction d'environ 53,8 millions de parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») en circulation et destinées au grand public en date du 30 juin 2016 et qui ont été évaluées au cours de clôture de 15,00 \$ US par part ordinaire au 30 juin 2016. Le 17 février 2017, TCPL a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public. Il y a lieu de se reporter à la note 19 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

En 2016, la charge liée à l'acquisition se chiffrait à environ 36 millions de dollars a été incluse dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

La société a commencé à consolider les résultats de Columbia une fois l'acquisition réalisée. Les principales conventions comptables de Columbia cadraient avec celles de TCPL et s'appliquent toujours. Columbia a contribué aux produits et au bénéfice net de la société respectivement pour des montants de 929 millions de dollars et de 132 millions de dollars entre le 1^{er} juillet 2016 et le 31 décembre 2016.

L'information financière supplémentaire consolidée pro forma de la société qui suit pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 intègre les résultats d'exploitation de Columbia comme si l'acquisition avait été réalisée le 1^{er} janvier 2015.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Produits	13 404	13 007
Bénéfice net (perte nette)	715	(820)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle et à l'actionnaire ordinaire	431	(877)

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

Actifs d'électricité du nord-est des États-Unis

Le plan de monétisation de la société relativement à ses actifs d'électricité du nord-est des États-Unis visant le financement permanent de l'acquisition de Columbia englobait la vente des centrales TC Hydro, Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power qui a été réalisée au deuxième trimestre de 2017.

Le 1^{er} novembre 2016, la société a conclu une entente visant la vente de TC Hydro à un tiers. Au 31 décembre 2016, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie. Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit d'environ 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Le 1^{er} novembre 2016, la société a conclu une entente visant la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power à un tiers. De ce fait, la société a inscrit une perte d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) en 2016 qui a été incluse au poste « Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. Cette perte comprenait l'incidence de gains de change estimatifs de 70 millions de dollars devant être reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net à la clôture. Au 31 décembre 2016, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie et inscrits à leur juste valeur, diminuée des coûts de la vente, fondée sur le produit attendu de la vente. Le 2 juin 2017, TCPL a mené à terme la vente de ces actifs pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	332	376
Charges payées d'avance	109	131
Trésorerie en garantie	99	313
Actifs réglementaires (note 10)	23	33
Autres	128	55
	691	908

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017			2016		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	10 153	4 190	5 963	8 814	3 951	4 863
Postes de compression	3 021	1 593	1 428	2 447	1 499	948
Postes de comptage et autres	1 188	569	619	1 124	519	605
	14 362	6 352	8 010	12 385	5 969	6 416
En construction	940	—	940	1 151	—	1 151
	15 302	6 352	8 950	13 536	5 969	7 567
Réseau principal au Canada						
Pipeline	9 763	6 455	3 308	9 502	6 221	3 281
Postes de compression	3 605	2 499	1 106	3 537	2 361	1 176
Postes de comptage et autres	655	207	448	605	198	407
	14 023	9 161	4 862	13 644	8 780	4 864
En construction	156	—	156	219	—	219
	14 179	9 161	5 018	13 863	8 780	5 083
Autres gazoducs au Canada						
Autres ¹	1 815	1 363	452	1 728	1 273	455
En construction	4	—	4	112	—	112
	1 819	1 363	456	1 840	1 273	567
	31 300	16 876	14 424	29 239	16 022	13 217
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	3 550	125	3 425	3 317	42	3 275
Postes de compression	1 547	64	1 483	1 636	29	1 607
Postes de comptage et autres	2 306	37	2 269	2 550	8	2 542
	7 403	226	7 177	7 503	79	7 424
En construction	3 332	—	3 332	1 127	—	1 127
	10 735	226	10 509	8 630	79	8 551
ANR						
Pipeline	1 427	365	1 062	1 468	349	1 119
Postes de compression	1 582	286	1 296	1 494	260	1 234
Postes de comptage et autres	961	268	693	988	254	734
	3 970	919	3 051	3 950	863	3 087
En construction	358	—	358	232	—	232
	4 328	919	3 409	4 182	863	3 319

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017			2016		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
GTN	2 107	822	1 285	2 221	810	1 411
Great Lakes	1 988	1 113	875	2 106	1 155	951
Columbia Gulf	1 115	37	1 078	880	5	875
Midstream	1 085	54	1 031	1 072	23	1 049
Autres ²	1 950	574	1 376	2 120	567	1 553
	8 245	2 600	5 645	8 399	2 560	5 839
En construction	699	—	699	346	—	346
	8 944	2 600	6 344	8 745	2 560	6 185
	24 007	3 745	20 262	21 557	3 502	18 055
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	2 486	214	2 272	2 734	180	2 554
Postes de compression	388	30	358	422	19	403
Postes de comptage et autres	522	65	457	502	40	462
	3 396	309	3 087	3 658	239	3 419
En construction	1 865	—	1 865	1 108	—	1 108
	5 261	309	4 952	4 766	239	4 527
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 002	992	8 010	10 572	901	9 671
Matériel de pompage	1 022	152	870	928	121	807
Réservoirs et autres	3 314	385	2 929	2 521	286	2 235
	13 338	1 529	11 809	14 021	1 308	12 713
En construction	456	—	456	479	—	479
	13 794	1 529	12 265	14 500	1 308	13 192
Pipelines en Alberta ³						
Pipeline	748	3	745	—	—	—
Matériel de pompage	104	—	104	—	—	—
Réservoirs et autres	259	1	258	—	—	—
	1 111	4	1 107	—	—	—
En construction	47	—	47	955	—	955
	1 158	4	1 154	955	—	955
	14 952	1 533	13 419	15 455	1 308	14 147
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel ^{4,5}	2 645	743	1 902	2 696	696	2 000
Énergie éolienne et énergie solaire ⁶	673	204	469	1 180	245	935
Stockage de gaz naturel et autres	734	156	578	731	146	585
	4 052	1 103	2 949	4 607	1 087	3 520
En construction	1 028	—	1 028	729	—	729
	5 080	1 103	3 977	5 336	1 087	4 249
Siège social	411	168	243	410	130	280
	81 011	23 734	57 277	76 763	22 288	54 475

1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP et Great Lakes Canada.

2 Ces données comprennent Bison, Portland Natural Gas Transmission System, North Baja, Tuscarora et Crossroads.

3 Ces données comprennent Northern Courier mis en service le 1^{er} novembre 2017 et White Spruce.

- 4 Ces données comprennent les installations qui détiennent des CAE à long terme qui sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2017 se sont élevés à respectivement 1 264 millions de dollars et 354 millions de dollars (respectivement 1 319 millions de dollars et 335 millions de dollars en 2016). En 2017, des produits de 215 millions de dollars (212 millions de dollars en 2016; 235 millions de dollars en 2015) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- 5 Ces données comprennent Coolidge, Grandview, les actifs de Bécancour exploités aux termes de contrats de location-exploitation, ainsi que Halton Hills et des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta.
- 6 Les actifs liés à l'énergie solaire en Ontario n'ont pas été pris en compte dans le calcul de la valeur comptable nette des centrales alimentées à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire au 31 décembre 2017 du fait qu'ils ont été vendus le 19 décembre 2017. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué la valeur comptable de ses immobilisations corporelles du projet de réseau principal de l'Est, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 83 millions de dollars (64 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de turbines du secteur de l'énergie

Après l'évaluation de certains projets d'investissement possibles en 2015, il a été déterminé que la valeur comptable d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie n'était pas entièrement recouvrable. Ces turbines avaient été achetées dans le cadre d'un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. Par conséquent, au 31 décembre 2015, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 59 millions de dollars (43 millions de dollars après les impôts) dans le secteur de l'énergie. 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. Cette charge de dépréciation correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative des turbines, laquelle a été déterminée en fonction d'une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché.

Au 31 décembre 2017, la société a une fois de plus réévalué la valeur comptable résiduelle de l'équipement de turbine et déterminé qu'elle n'était pas recouvrable. Par conséquent, elle a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 21 millions de dollars (16 millions de dollars après les impôts) dans le secteur de l'énergie relativement à la valeur comptable résiduelle. 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 Keystone XL

Au 31 décembre 2015, la société a soumis à un test de dépréciation sa participation dans le projet d'oléoduc Keystone XL et dans les projets connexes au vu du refus du permis présidentiel américain le 6 novembre 2015. À la suite de ce test, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 3 686 millions de dollars (2 891 millions de dollars après les impôts) pour son secteur des pipelines de liquides en fonction de l'excédent de la valeur comptable par rapport à la juste valeur estimative de 621 millions de dollars de ces actifs. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2017	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	
		2017	2016	2015	2017	2016
Gazoducs – Canada						
TQM	50,0 %	11	12	12	68	71
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ¹	50,0 %	87	92	85	641	597
Iroquois ²	50,0 %	59	54	51	280	309
Millennium ³	47,5 %	66	33	—	291	295
Pennant Midstream ³	47,0 %	11	6	—	228	246
Autres	Divers	17	29	26	92	93
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁴	60,0 %	66	(3)	—	399	255
TransGas	46,5 %	(12)	—	5	—	28
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ⁵	50,0 %	17	(1)	—	996	876
Autres ⁶	Divers	(20)	—	—	20	39
Énergie						
Bruce Power ⁷	48,4 %	434	293	249	2 987	3 356
Portlands Energy ⁸	50,0 %	31	33	30	301	313
ASTC Power Partnership	50,0 %	—	(37)	(23)	—	—
Autres	Divers	6	3	5	63	66
		773	514	440	6 366	6 544

- Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établissait à 115 millions de dollars US (116 millions de dollars US en 2016) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Iroquois s'établissait à 41 millions de dollars US (48 millions de dollars US en 2016) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Les gazoducs ont été obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation reflète la quote-part du bénéfice à compter de la date d'acquisition.
- TCPL détient une participation de 60,0 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation tient compte des montants inscrits pour le secteur du siège social.
- Grand Rapids a été mis en service en août 2017. Au 31 décembre 2017, 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 105 millions de dollars (86 millions de dollars en 2016) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction et de la juste valeur des garanties.
- Ces données comprennent les participations dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership et HoustonLink Pipeline Company LLC. Au 31 décembre 2017, la participation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership était nulle.
- Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 902 millions de dollars (942 millions de dollars en 2016) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.
- Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Portlands Energy s'établissait à 73 millions de dollars (70 millions de dollars en 2016) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction.

Dépréciation de TransGas de Occidente S.A.

En août 2017, TCPL 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 représente la diminution de la valeur comptable résiduelle de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La charge de dépréciation hors trésorerie a été prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 20 millions de dollars en octobre 2017 dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des pipelines de liquides, ce qui représente la valeur comptable des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire relativement à ce projet, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers.

Dépréciation de ASTC Power Partnership

En mars 2016, TCPL a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier sa CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire d'ASTC Power Partnership. Conformément aux dispositions de la CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des récentes modifications apportées au règlement intitulé *Specified Gas Emitters* de l'Alberta, la société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone continueraient d'augmenter au cours de la durée restante de la CAE, ce qui aura pour effet d'accroître la non rentabilité de ce contrat. Par conséquent, au cours du premier trimestre de 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 29 millions de dollars (21 millions de dollars après les impôts) dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de son secteur de l'énergie, ce qui représentait la valeur comptable de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership. La résiliation de la CAE a été réglée en décembre 2016.

Distributions et apports

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 se sont établies à 1 332 millions de dollars (1 571 millions de dollars en 2016; 802 millions de dollars en 2015), dont une tranche de 362 millions de dollars (727 millions de dollars en 2016; 9 millions de dollars en 2015) a été incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement aux distributions reçues de Bruce Power en 2017 et 2016 au titre de son programme de financement. Au 31 décembre 2015, le bénéfice non réparti des participations comptabilisées à la valeur de consolidation se chiffrait à 198 millions de dollars.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 se sont établis à 1 681 millions de dollars (765 millions de dollars en 2016; 493 millions de dollars en 2015) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2017, les apports tiennent compte d'un montant de 977 millions de dollars afférent à la quote-part de TCPL 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)	2017	2016	2015
Bénéfice			
Produits	4 913	4 336	4 337
Charges d'exploitation et autres charges	(2 993)	(3 068)	(3 142)
Bénéfice net	1 636	1 080	1 046
Bénéfice net attribuable à TCPL	773	514	440

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Bilan		
Actif à court terme	2 176	1 669
Actif à long terme	17 869	15 853
Passif à court terme	(1 577)	(1 120)
Passif à long terme	(8 217)	(5 867)

Prêt à une société liée

TCPL détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Le 21 avril 2017, TCPL a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 13,6 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Le 6 décembre 2017, TCPL et la coentreprise ont conclu une entente modifiée visant à accroître la facilité de crédit à 21,3 milliards de pesos mexicains. Au 31 décembre 2017, le bilan consolidé de la société comprenait un prêt de 919 millions de dollars consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TCPL dans les besoins de financement par emprunt de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 34 millions de dollars en 2017 afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

10. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TCPL qui appliquent actuellement la CATR comprennent certains gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les tarifs établis par les organismes de réglementation, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services réglementés. L'environnement concurrentiel fait en sorte qu'il est probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouverts. Certaines charges et certains crédits assujettis à la réglementation des services publics ou à l'établissement des tarifs habituellement inscrits à l'état des résultats sont reportés au bilan, puis ils sont censés être inclus dans les tarifs des services futurs pour être recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des exercices ultérieurs.

Établissements réglementés au Canada

Les gazoducs canadiens de TCPL sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de la société sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Les résultats du réseau de NGTL pour 2017 et 2016 reflètent les modalités de la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2016 et 2017 approuvée par l'ONÉ en avril 2016. Ce règlement prévoit un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un taux d'amortissement composé d'environ 3,16 %, 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.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2015 reflètent les modalités de la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2015. Ce règlement d'un an prévoyait un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un taux d'amortissement composé d'environ 3,1 %, 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 TCPL pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu 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. Comme l'exige l'ONÉ, le réseau principal au Canada a déposé, le 18 décembre 2017, une demande relative à l'approbation des tarifs pour la période 2018-2020.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs réglementés de TCPL 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.

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En 2013, un règlement de modernisation a été approuvé par la FERC et qui prévoit le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi jusqu'à concurrence de 1,5 milliard de dollars US sur une période de cinq ans pour moderniser le réseau de Columbia Gas et en accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service. En mars 2016, la FERC a approuvé une prorogation de ce règlement ce qui permettra le recouvrement des coûts et un rendement sur le capital investi additionnel de 1,1 milliard de dollars US sur une période de trois ans jusqu'en 2020.

ANR Pipeline Company

Antérieurement, ANR Pipeline Company était exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en vigueur pendant toutes les périodes à l'étude, depuis 1997 jusqu'au 31 juillet 2016 inclusivement. Le 1^{er} août 2016, ANR Pipeline Company a commencé à exercer ses activités en vertu des nouveaux tarifs aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC en septembre 2016. Ni ANR Pipeline Company ni les parties au règlement de septembre 2016 ne pourront déposer une demande visant de nouveaux tarifs pour qu'ils entrent en vigueur avant le 1^{er} août 2019. Toutefois, ANR Pipeline Company doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1^{er} août 2022.

Great Lakes

Le 30 octobre 2017, Great Lakes a déposé une demande de règlement tarifaire auprès de la FERC pour satisfaire à ses obligations découlant du précédent règlement tarifaire de 2013 pour que de nouveaux tarifs entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2018 (le « règlement de 2017 visant Great Lakes »). Ce règlement, s'il est approuvé par la FERC, entraînera une baisse des tarifs maximum de transport de Great Lakes à compter du 1^{er} octobre 2017. Aucun moratoire n'est imposé dans le cadre du règlement de 2017 visant Great Lakes 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.

Columbia Gulf

Les services de transport de gaz naturel de Columbia Gulf sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En septembre 2016, la FERC a publié une ordonnance approuvant le règlement non contesté aux termes d'une instance tarifaire qu'elle a amorcée en vertu de l'article 5 de la NGA et selon laquelle le tarif de recours maximum quotidien de Columbia Gulf devait être réduit. Elle portait également sur le traitement des avantages postérieurs au départ à la retraite autre que la retraite, la charge de retraite et les dépenses réglementaires. Selon l'ordonnance de la FERC, Columbia Gulf doit également déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA d'ici le 31 janvier 2020 afin que les tarifs prennent effet le 1^{er} août 2020.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TCPL 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 TCPL ont été établis conformément à des contrats approuvés par la CRE prévoyant le recouvrement des coûts afférents à la prestation de services.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre			Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	967	861	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale des États-Unis ²	(27)	—	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ³	—	1	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,4}	388	382	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,5}	—	37	1-12
Autres	71	74	s.o.
	1 399	1 355	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	23	33	
	1 376	1 322	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ³	188	47	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ⁴	164	180	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁶	66	141	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁷	1 142	659	46
Solde en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines	825	541	s.o.
Compte d'ajustement provisoire ⁷	202	451	13
Coût de retrait des installations ⁸	216	226	s.o.
Impôts reportés	75	—	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ²	1 659	—	s.o.
Autres	47	54	s.o.
	4 584	2 299	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 14)	263	178	
	4 321	2 121	

- 1 Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.
- 2 Ces soldes représentent l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis. Les actifs et les passifs réglementaires seront amortis sur des durées variables qui se rapprochent de la reprise attendue des actifs et passifs d'impôts reportés sous-jacents ayant donné lieu aux actifs et passifs réglementaires. Il y a lieu de se reporter à note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.
- 3 Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvées par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour les années civiles suivantes.
- 4 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 dans la tarification future.
- 5 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.
- 6 Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires recouverts aux termes des tarifs approuvés par la FERC et qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC en septembre 2016, un montant de 26 millions de dollars (21 millions de dollars US) afférent au solde du passif réglementaire au 31 décembre 2017 (46 millions de dollars (34 millions de dollars US) en 2016) qui s'est accumulé entre janvier 2007 et juillet 2016 sera entièrement amorti en date du 31 juillet 2019. Le règlement du reliquat de 40 millions de dollars (32 millions de dollars US) accumulé avant 2007 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.
- 7 Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts auxquels s'ajoutent la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030.
- 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 filiales à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.

11. ÉCART D'ACQUISITION

La société a inscrit l'écart d'acquisition suivant à l'égard de ses acquisitions aux États-Unis.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	3 667	1 145	4 812
Acquisition de Columbia (note 5)	10 078	—	10 078
Charge de dépréciation	—	(1 085)	(1 085)
Variations des taux de change	213	(60)	153
Solde au 31 décembre 2016	13 958	—	13 958
Ajustement relatif à Columbia (note 5)	71	—	71
Variations des taux de change	(945)	—	(945)
Solde au 31 décembre 2017	13 084	—	13 084

Au 31 décembre 2017, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait de moins de 10 % sa valeur comptable. La juste valeur de cette unité d'exploitation a été établie à l'aide d'une méthode de l'actualisation des flux de trésorerie. Les hypothèses utilisées dans le cadre de cette méthode concernant la capacité de Great Lakes de créer de la valeur à long terme sur le marché de l'énergie nord-américain tenaient compte de la diminution des tarifs de Great Lakes à compter du 1^{er} octobre 2017 en raison de l'issue attendue du règlement de 2017 visant Great Lakes. Cette diminution a été atténuée par les flux de trésorerie attendus découlant du contrat de transport à long terme avec le réseau principal au Canada, d'autres occasions visant l'utilisation accrue du réseau et l'élimination, dans le cadre du règlement de 2017 visant Great Lakes, du mécanisme de partage des produits avec ses clients. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Au 31 décembre 2017, le solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes se chiffrait à 573 millions de dollars US (573 millions de dollars US en 2016).

Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée au moyen de plusieurs méthodes combinées, dont l'approche par les flux de trésorerie actualisés, et d'une estimation de la contrepartie qui serait tirée d'une vente éventuelle. Pour calculer la juste valeur, les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition à l'égard de la valeur comptable intégrale de 1 085 millions de dollars en 2016 (656 millions de dollars après les impôts) afférente à l'écart d'acquisition de Ravenswood dans le secteur de l'énergie.

12. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Projets d'investissement en cours d'aménagement	596	2 094
Actifs d'impôts reportés (note 16)	255	313
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	193	189
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 23)	73	133
Autres	306	218
	1 423	2 947

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 TCPL relativement à l'aménagement du projet de TGPR avec prise d'effet le 10 août 2017. Conformément aux modalités de l'entente, tous les coûts qui ont été engagés pour l'avancement du projet, y compris les frais financiers, peuvent être recouverts en totalité à la résiliation de l'entente. En octobre 2017, la société avait reçu de Progress le remboursement intégral de 634 millions de dollars.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué le reste de ses projets d'investissement en cours d'aménagement afférents aux projets Énergie Est et du pipeline Upland, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 1 153 millions de dollars (870 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Conventions d'achat d'électricité

En mars 2016, TCPL a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier ses CAE de Sheerness et de Sundance A. Conformément aux dispositions des CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des modifications apportées au règlement intitulé *Specified Gas Emitters* de l'Alberta, la société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone augmenteraient au cours de la durée restante des CAE, ce qui aurait pour effet d'accroître la non rentabilité de ces contrats. Par conséquent, en 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 211 millions de dollars (155 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable des CAE qui a été portée dans les actifs incorporels et autres actifs. Au moment du règlement définitif afférent à la résiliation de CAE en décembre 2016, TCPL a transféré à l'Alberta Balancing Pool des crédits relatifs à la qualité de l'environnement détenus pour atténuer les coûts d'émissions relatifs aux CAE et inscrit une charge hors trésorerie de 92 millions de dollars à la cession (68 millions de dollars après les impôts) afférente à la valeur comptable de ces crédits relatifs à la qualité de l'environnement.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la dotation aux amortissements totalisant 9 millions de dollars (52 millions de dollars en 2015) a été inscrite à l'état consolidé des résultats, avant que les CAE ne soient résiliées.

13. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017		2016	
	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
En dollars CA	884	1,6 %	509	0,9 %
En dollars US (688 \$ US en 2017; 197 \$ US en 2016)	862	2,2 %	265	0,5 %
En pesos mexicains (275 MXN en 2017)	17	8,0 %	—	—
	1 763		774	

Au 31 décembre 2017, le billet à payer comprenait un emprunt à court terme contracté par TCPL, TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »), TransCanada Pipeline USA Ltd. (« TCPL USA »), Columbia et une filiale mexicaine.

Au 31 décembre 2017, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 11,0 milliards de dollars (11,1 milliards de dollars en 2016). 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			2017		2016
(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 2022	3,0	3,0	3,0
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TCPL et à des fins générales	Décembre 2018	2,0 US	2,0 US	2,0 US
TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2018	1,0 US	0,6 US	1,0 US
Columbia	Utilisée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL	Décembre 2018	1,0 US	1,0 US	1,0 US
TAIL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL et à des fins générales, garantie par TCPL	Décembre 2018	0,5 US	0,5 US	0,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue¹					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	1,9	0,5	1,9
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN	4,7 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 2017, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 7 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (10 millions de dollars en 2016; 11 millions de dollars en 2015).

Au 31 décembre 2017, les sociétés qui sont affiliées à la société et que celle-ci exploite disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 0,5 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars en 2016).

14. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Fournisseurs	2 847	2 443
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	387	607
Actions non rachetées de Columbia	312	317
Passifs réglementaires (note 10)	263	178
Autres	262	331
	4 071	3 876

15. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	389	448
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	72	330
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	98	108
Garanties (note 26)	16	82
Autres	152	215
	727	1 183

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Réforme fiscale aux États-Unis

Le 22 décembre 2017, le Président des États-Unis a entériné la loi intitulée *Tax Cuts and Job Acts* (la « réforme fiscale aux États-Unis » ou la « Loi »). Ainsi, 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 nette des passifs d'impôts reportés et de la charge d'impôts reportés de 816 millions de dollars.

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 nette des passifs d'impôts reportés et la constatation d'un passif réglementaire au bilan consolidé d'un montant de 1 686 millions de dollars.

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 été ajusté, et une augmentation correspondante de 12 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'impôts reportés.

Étant donné la portée considérable de la Loi, le personnel de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») a publié des directives qui autorisent les émetteurs inscrits à comptabiliser des montants provisoires qui pourront être rajustés lorsque l'information sera connue, préparée ou analysée, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépasse pas un an.

Les directives de la SEC résument une procédure en trois étapes qui devra être appliquée à chaque période de communication de l'information et qui permettra de déterminer : 1) que la comptabilisation est définitive; 2) les montants provisoires, si la comptabilisation n'est pas encore définitive, mais qu'une estimation raisonnable a pu être établie; 3) qu'une estimation raisonnable ne peut pas encore être déterminée et que, par conséquent, les impôts sont présentés conformément aux dispositions de la loi en vigueur avant la promulgation de la nouvelle Loi.

Au 31 décembre 2017, la société considérait que tous les montants comptabilisés relativement à la réforme fiscale des États-Unis constituent des estimations raisonnables. Les montants relatifs aux entreprises assujetties à la CATR sont provisoires tant que l'interprétation, l'évaluation et la présentation de l'incidence de la réforme fiscale de la société ne seront pas mieux éclairées par des directives complémentaires des autorités réglementaires, fiscales et comptables. Si des directives complémentaires sont effectivement fournies par ces autorités ou autres au cours de la période d'évaluation de un an, TCPL réexaminera ces montants provisoires et les rajustera en conséquence.

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Exigibles			
Canada	113	117	45
Pays étrangers	36	40	92
	149	157	137
Reportés			
Canada	(203)	97	33
Pays étrangers	751	95	(135)
Pays étrangers – Réforme fiscale aux États-Unis	(804)	—	—
	(256)	192	(102)
(Recouvrement) charge d'impôts	(107)	349	35

Répartition géographique du bénéfice (de la perte) avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Canada	(408)	304	(623)
Pays étrangers	3 645	618	(482)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	3 237	922	(1 105)

Rapprochement (du recouvrement) de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	3 237	922	(1 105)
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	27 %	27 %	26 %
Charge d'impôts prévue (recouvrement d'impôts prévu)	874	249	(287)
Réforme fiscale aux États-Unis	(804)	—	—
Différence des taux d'imposition étrangers	(81)	(196)	14
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(64)	(68)	(56)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(42)	81	159
Tranche non imposable des gains en capital	(42)	—	—
Charges de dépréciation d'actifs ¹	34	242	170
Montants non déductibles	4	18	—
Modifications du taux d'imposition et de la législation fiscale	—	—	34
Autres	14	23	1
(Recouvrement) charge d'impôts	(107)	349	35

¹ Déduction faite d'un montant de néant (112 millions de dollars en 2016; 311 millions de dollars en 2015) attribué à des taux d'imposition plus élevés.

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 365	2 049
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	651	1 168
Montants reportés réglementaires et autres	512	277
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	216	446
Instruments financiers	10	34
Autres	180	287
	2 934	4 261
Moins : provision pour moins-value	832	1 336
	2 102	2 925
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	6 240	9 015
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	632	905
Impôts sur les besoins en produits futurs	238	198
Autres	140	156
	7 250	10 274
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 148	7 349

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	255	313
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	5 403	7 662
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 148	7 349

Au 31 décembre 2017, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 231 millions de dollars (1 736 millions de dollars en 2016) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2037. La société n'a pas constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital de 668 millions de dollars (654 millions de dollars en 2016) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de 82 millions de dollars en Ontario (68 millions de dollars en 2016), qui échoient de 2026 à 2037.

Au 31 décembre 2017, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 1 800 millions de dollars US (2 545 millions de dollars US en 2016) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2037. La société n'a constaté aucune économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 710 millions de dollars US (58 millions de dollars US en 2016) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de remplacement de 56 millions de dollars US (37 millions de dollars US en 2016).

Au 31 décembre 2017, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette inutilisées de 7 millions de dollars US (54 millions de dollars US en 2016) au Mexique, qui échoient en 2024 et en 2027.

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 569 millions de dollars au 31 décembre 2017 (481 millions de dollars en 2016).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2017, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 247 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 105 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2016; versements de 164 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2015).

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)	2017	2016	2015
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	15	13	13
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	—	3	2
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(1)	—	(2)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	2	2	1
Règlement	—	(1)	—
Caducité des délais de prescription	(3)	(2)	(1)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	13	15	13

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

TCPL 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 2009 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 2010 inclusivement.

TCPL 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 2017 comprend un montant de néant au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2016; reprise de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2015). Au 31 décembre 2017, la société avait constaté 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2016).

17. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2017		2016	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2018 à 2020	500	10,8 %	600	10,7 %
En dollars US (400 \$ US en 2017 et 2016)	2021	501	9,9 %	537	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2019 à 2047	6 504	4,9 %	5 804	4,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (14 892 \$ US en 2017; 14 642 \$ US en 2016)	2018 à 2045	18 644	5,1 %	19 660	5,1 %
Facilité de crédit-relais d'acquisition (néant en 2017; 2 013 \$ US en 2016)	—	—	—	2 702	1,9 %
		26 149		29 303	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2017 et 2016)	2023	250	7,9 %	269	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2017 et 2016)	2026	41	7,5 %	44	7,5 %
		895		917	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Facilité de crédit-relais d'acquisition (néant en 2017; 1 700 \$ US en 2016)	—	—	—	2 283	1,9 %
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 750 \$ US en 2017 et 2016) ²	2018 à 2045	3 443	4,0 %	3 692	4,0 %
TC PIPELINES, LP					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (185 \$ US en 2017; 160 \$ US en 2016)	2021	232	2,7 %	215	1,9 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (670 \$ US en 2017 et 2016) ³	2020 à 2022	839	2,7 %	899	1,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 200 \$ US en 2017; 700 \$ US en 2016)	2021 à 2027	1 502	4,4 %	940	4,7 %
		2 573		2 054	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (672 \$ US en 2017 et 2016)	2021 à 2026	842	7,2 %	903	7,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (55 \$ US en 2017; 65 \$ US en 2016)	2019	69	1,1 %	87	1,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2017 et 2016)	2020 à 2035	313	5,6 %	336	5,6 %
		382		423	

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2017		2016	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (259 \$ US en 2017; 278 \$ US en 2016)	2018 à 2030	324	7,7 %	373	7,7 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang non garantis ⁴					
En dollars US (30 \$ US en 2017; 53 \$ US en 2016)	2018	38	6,0 %	71	6,0 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (25 \$ US en 2017; 10 \$ US en 2016)	2020	31	1,1 %	13	1,9 %
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (néant en 2017; 12 \$ US en 2016)	—	—	—	16	4,0 %
		31		29	
		34 677		40 048	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an					
		(2 866)		(1 838)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette					
		(174)		(191)	
Ajustements de la juste valeur ⁵					
		238		293	
		31 875		38 312	

- 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. 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 facilités d'emprunt à terme de 170 millions de dollars US et de 500 millions de dollars US ont été modifiées en septembre 2017 afin de proroger les échéances de 2018 à 2020 et 2022, respectivement.
- 4 Ces billets sont garantis au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.
- 5 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 242 millions de dollars (293 millions de dollars en 2016) afférent à l'acquisition de Columbia. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Acquisition de Columbia » pour un complément d'information. Par ailleurs, les ajustements de la juste valeur tiennent compte d'une diminution de 4 millions de dollars (néant en 2016) 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 23 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2017, 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)	2018	2019	2020	2021	2022
Remboursements de capital sur la dette à long terme	2 866	3 189	2 834	2 085	1 929

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 2017 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					
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	550 US	Variable
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	700 US	2,125 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Mars 2028	300	3,39 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Septembre 2047	700	4,33 %
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	Juin 2018	5 213 US	Variable
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juillet 2023	300	3,69 % ²
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juin 2046	700	4,35 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 US	4,875 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 US	3,125 %
	Novembre 2015	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2017	1 000 US	1,625 %
	Octobre 2015	Billets à moyen terme	Novembre 2041	400	4,55 %
	Juillet 2015	Billets à moyen terme	Juillet 2025	750	3,30 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,60 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 US	Variable
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2017	Emprunt à terme	Août 2020	25 US	Variable
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %
	Septembre 2015	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2018	170 US	Variable
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	Juin 2018	1 700 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	Juin 2026	240 US	4,14 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2015	Emprunt à terme non garanti	Juin 2019	75 US	Variable

1 Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de l'émission d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016 et le produit de la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement intégral du reliquat des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.

2 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2017 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Décembre 2017	Débiteures	100	9,80 %
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	1,625 %
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	1 513 US	Variable
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,10 %
	Novembre 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	3 200 US	Variable
	Octobre 2016	Billets à moyen terme	400	4,65 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 US	0,75 %
	Août 2015	Débiteures	150	11,90 %
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,40 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 US	4,875 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Août 2017	Billets de premier rang garantis	12 US	3,82 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	630 US	Variable
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	1 070 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débiteures	225	12,20 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

¹ Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de l'émission d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016 et le produit de la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis ont été affectés au remboursement intégral du reliquat des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.

Intérêts débiteurs

Les intérêts débiteurs au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Intérêts sur la dette à long terme	1 794	1 765	1 487
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	348	180	116
Intérêts sur la dette à court terme	101	56	44
Intérêts capitalisés	(173)	(176)	(280)
Amortissement et autres charges financières ¹	67	102	31
	2 137	1 927	1 398

¹ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 2 055 millions de dollars en 2017 (1 757 millions de dollars en 2016; 1 295 millions de dollars en 2015) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et les billets à payer, déduction faite des intérêts capitalisés.

18. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2017		2016	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007 ¹	2067	1 252	5,0 % ³	1 343	6,4 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015 ^{1,2}	2075	939	5,9 %	1 007	5,5 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016 ^{1,2}	2076	1 502	6,6 %	1 611	6,2 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017 ^{1,2}	2077	1 878	5,6 %	—	—
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017 ^{1,2}	2077	1 500	5,1 %	—	—
		7 071		3 961	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(64)		(30)	
		7 007		3 931	

¹ 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.

² 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 TCPL 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.

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 %.

En mars 2017, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2017-A pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,30 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,55 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOL de trois mois majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté à compter de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOL de trois mois majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mai 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2017-B pour un montant de 1,5 milliard de dollars à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 4,65 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,90 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2027 jusqu'en mai 2047 au TIOL de trois mois majoré de 3,33 % par année; il sera ajusté à compter de mai 2047 jusqu'en mai 2077 au TIOL de trois mois majoré de 4,08 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 18 mai 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En août 2016, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2016-A pour un montant de 1,2 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,875 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046 au TIOL de trois mois majoré de 4,89 % par année; il sera ajusté à compter d'août 2046 jusqu'en août 2076 au TIOL de trois mois majoré de 5,64 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 août 2026, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

19. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2017	2016	
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 852	1 596	
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System	—	130	
	1 852	1 726	

Le bénéfice net 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)	2017	2016	2015
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	220	215	(13)
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System ¹	9	20	19
Participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP ²	9	17	—
	238	252	6

1 Participation sans contrôle pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 mai 2017, alors que TCPL a vendu sa participation résiduelle dans PNGTS à TC Pipelines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Participation sans contrôle jusqu'au 17 février 2017, date à laquelle toutes les parts ordinaires de CPPL détenues dans le public ont été acquises.

TC Pipelines, LP

En 2017, la participation sans contrôle dans TC Pipelines, LP a été portée 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 d'actions au cours du marché (le « programme ACM »). En 2016, la participation sans contrôle dans TC Pipelines, LP variait de 72,0 % à 73,2 % et en 2015, elle variait de 71,7 % à 72,0 %.

En décembre 2015, TC Pipelines, LP a inscrit une charge de dépréciation de 199 millions de dollars US relativement à sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. La quote-part de cette charge attribuable à la participation sans contrôle se chiffrait à 143 millions de dollars US et a été imputée au bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en 2015.

Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} juin 2017, TCPL a vendu sa participation résiduelle de 11,81 % qu'elle détenait directement dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») en faveur de TC Pipelines, LP. Par conséquent, la participation sans contrôle dans PNGTS était de néant au 31 décembre 2017. La participation sans contrôle dans PNGTS au 31 décembre 2016 représentait la participation de 38,3 % détenue par des tiers. Le 1^{er} janvier 2016, TCPL a vendu sa participation de 49,9 % dans PNGTS à TC Pipelines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

En 2017, TCPL a reçu des honoraires, au titre de services rendus, de 5 millions de dollars de la part de TC Pipelines, LP (5 millions de dollars en 2016; 4 millions de dollars en 2015) et de 4 millions de dollars de la part de PNGTS avant le 1^{er} juin 2017 (10 millions de dollars en 2016; 11 millions de dollars en 2015).

Columbia Pipeline Partners LP

Le 1^{er} juillet 2016, TCPL a acquis Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle de 53,5 % dans CPPL. Le 17 février 2017, TCPL a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public pour un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre entités sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2016, le montant intégral de 1 073 millions de dollars (799 millions de dollars US) relatif à la participation sans contrôle de TCPL dans CPPL a été constaté au titre des parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé. La société a classé cette participation sans contrôle hors des capitaux propres étant donné que les droits de rachat potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort.

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

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC Pipelines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme ACM de TC Pipelines, LP pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC Pipelines, LP dans l'année suivant l'achat.

Ainsi, au 31 décembre 2016, un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) relatif aux parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat était inscrit au bilan consolidé. La société a classé ces 1,6 million de parts ordinaires hors des capitaux propres étant donné que les droits de résolution potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort. Au 31 décembre 2017, tous les droits de résolution classés antérieurement hors des capitaux propres étaient devenus caducs et avaient été reclassés dans les capitaux propres. Ces droits expirent un an après la date d'achat de chaque part et aucun porteur de parts n'a revendiqué l'un ou l'autre de ces droits de résolution ni tenté de l'exercer avant la date d'expiration.

20. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2015	779 479	16 320
Émission d'actions ordinaires contre trésorerie	—	—
En circulation au 31 décembre 2015	779 479	16 320
Émission d'actions ordinaires contre trésorerie ¹	79 656	4 661
En circulation au 31 décembre 2016	859 135	20 981
Émission d'actions ordinaires contre trésorerie	12 499	780
En circulation au 31 décembre 2017	871 634	21 761

1 Un produit de 2,5 milliards de dollars a servi à financer l'acquisition de Columbia et un produit de 2,0 milliards de dollars a servi à rembourser une tranche des facilités de crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US.

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. En 2017, TCPL a émis les actions ordinaires suivantes en faveur de TransCanada :

- 3,0 millions d'actions ordinaires le 31 janvier 2017 pour un produit de 187 millions de dollars;
- 3,4 millions d'actions ordinaires le 28 avril 2017 pour un produit de 214 millions de dollars;
- 3,0 millions d'actions ordinaires le 31 juillet 2017 pour un produit de 190 millions de dollars.
- 3,1 millions d'actions ordinaires le 31 octobre 2017 pour un produit de 189 millions de dollars.

Restrictions à l'égard des dividendes

Aux termes des conventions liées aux instruments d'emprunt, le montant des dividendes que la société peut verser à l'égard des actions ordinaires est assujéti à certaines limites. Au 31 décembre 2017, la société ne peut verser des dividendes supérieurs à 14,6 milliards de dollars (9,7 milliards de dollars en 2016; 4,1 milliards de dollars en 2015). Aux termes des conventions liées à ces instruments d'emprunt, TCPL peut ajuster cette limite au cours de l'exercice au besoin, à son gré, sans devoir engager des coûts significatifs.

Options sur actions

Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires de TransCanada. La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur.

TransCanada 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	2017	2016	2015
Juste valeur moyenne pondérée	7,22 \$	5,67 \$	6,45 \$
Durée prévue (en années)	5,7	5,8	5,8
Taux d'intérêt	1,2 %	0,7 %	1,1 %
Volatilité ¹	18 %	21 %	18 %
Rendement de l'action	3,6 %	4,9 %	3,7 %
Taux d'extinction ²	—	5 %	5 %

1 La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

2 Le 1^{er} janvier 2017, TransCanada a décidé d'exercer le choix de comptabiliser les extinctions à mesure qu'elles surviennent conformément aux nouvelles directives afférentes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Modifications comptables » pour un complément d'information.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions de TransCanada, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 12 millions de dollars en 2017 (15 millions de dollars en 2016; 13 millions de dollars en 2015). Au 31 décembre 2017, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 15 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période de trois ans.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017	2016	2015
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	28	31	10
Juste valeur des actions aux droits acquis	140	126	91
Total des actions aux droits acquis	2,3 millions	2,1 millions	2,0 millions

Au 31 décembre 2017, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 83 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 110 millions de dollars.

21. 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 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 sur l'investissement net à la cession des établissements étrangers	(77)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	—	—	—
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	—	3
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(3)	1	(2)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(14)	3	(11)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	21	(5)	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(141)	35	(106)
Autres éléments du résultat étendu	(957)	31	(926)

exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	3	—	3
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(14)	4	(10)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	44	(14)	30
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	71	(29)	42
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(38)	12	(26)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	22	(6)	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(117)	30	(87)
Autres éléments du résultat étendu	(29)	(3)	(32)

exercice clos le 31 décembre 2015 (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	798	15	813
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(505)	133	(372)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(92)	35	(57)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	144	(56)	88
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	74	(23)	51
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	41	(9)	32
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	62	(15)	47
Autres éléments du résultat étendu	522	80	602

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 2015	(518)	(128)	(281)	(308)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	135	(57)	51	33	162
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	88	32	14	134
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	135	31	83	47	296
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2015	(383)	(97)	(198)	(261)	(939)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	7	27	(26)	(101)	(93)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	42	16	14	72
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	7	69	(10)	(87)	(21)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2016	(376)	(28)	(208)	(348)	(960)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ^{2,3}	(590)	(1)	(11)	(117)	(719)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ⁴	(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)

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 159 millions de dollars (pertes de 14 millions de dollars en 2016; gains de 306 millions de dollars en 2015) et de gains de 4 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2016; néant en 2015) respectivement en 2017.

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 19 millions de dollars (14 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2017. Ces estimations présumant que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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
	2017	2016	2015	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	20	(57)	(128)	Produits (Énergie)
Intérêts	(17)	(14)	(16)	Intérêts débiteurs
	3	(71)	(144)	Total avant les impôts
	(1)	29	56	(Recouvrement) charge d'impôts
	2	(42)	(88)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés	(15)	(22)	(41)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
Charge au titre du règlement	(2)	—	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	(17)	(22)	(41)	Total avant les impôts
	5	6	9	(Recouvrement) charge d'impôts
	(12)	(16)	(32)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(15)	(19)	(19)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	4	5	5	(Recouvrement) charge d'impôts
	(11)	(14)	(14)	Déduction faite des impôts
Écarts de conversion				
Réalisation de gains de change sur la cession d'établissements étrangers	77	—	—	Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus
	—	—	—	(Recouvrement) charge d'impôts
	77	—	—	Déduction faite des impôts

1 Tous 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 22 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

22. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans au 31 décembre 2017 (neuf ans en 2016 et en 2015).

Depuis le 1^{er} avril 2017, la société n'offre plus son régime PD aux États-Unis aux nouveaux participants non syndiqués. À compter du 1^{er} avril 2017, tous les nouveaux employés non syndiqués participent au régime à cotisations déterminées (« régime CD ») existant. Les employés américains non syndiqués qui participaient au régime CD aux États-Unis se sont vus offrir pour une dernière fois la possibilité de participer au régime PD en date du 1^{er} janvier 2018.

Le 31 décembre 2017, le régime PD de Columbia a été fusionné avec le régime PD de TCPL 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 existant. L'exercice du choix est entré en vigueur le 31 décembre 2017.

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 sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activités des employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2017 (12 ans en 2016 et 2015). En 2017, la société a passé en charges un montant de 42 millions de dollars (52 millions de dollars en 2016; 41 millions de dollars en 2015) relativement au régime d'épargne et aux régimes 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)	2017	2016	2015
Régimes PD	163	111	96
Autres régimes d'avantages sociaux	7	8	6
Régimes d'épargne et CD	42	52	41
	212	171	143

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 2017, la société a fourni une lettre de crédit de 27 millions de dollars pour le régime PD canadien (20 millions de dollars en 2016; 33 millions de dollars en 2015), pour un total de 260 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2017.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2017, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2018.

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 TCPL aux États-Unis ont fait l'objet d'une réévaluation provisoire en 2017 à l'aide d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,10 %. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016. Ces réévaluations ont eu pour effet de réduire de 3 millions de dollars les pertes actuarielles non réalisées du régime PD, 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.

En 2017, les sommes forfaitaires sont supérieures au coût des services rendus et au coût financier du régime PD de Columbia. Par conséquent, le régime PD de Columbia a fait l'objet d'une réévaluation provisoire au 30 septembre 2017, à l'aide d'un taux d'actualisation de 3,70 %. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016. La réévaluation provisoire du régime PD de Columbia a accru les gains actuariels non réalisés de la société de 16 millions de dollars, dont un montant de 14 millions de dollars a été inscrit dans les actifs réglementaires et un montant de 2 millions de dollars a été inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

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	
	2017	2016	2017	2016
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 456	2 780	372	225
Coût des services rendus	113	107	4	3
Intérêts débiteurs	135	127	14	13
Cotisations des employés	5	4	3	2
Prestations versées	(166)	(204)	(19)	(16)
Perte actuarielle (gain actuariel)	253	111	19	(8)
Acquisition de Columbia	—	527	—	151
Compression	(14)	—	(2)	—
Règlement	(66)	2	—	—
Variations du taux de change	(70)	2	(16)	2
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 646	3 456	375	372
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 208	2 591	354	45
Rendement réel des actifs des régimes	358	227	45	14
Cotisations de l'employeur ²	163	111	7	8
Cotisations des employés	5	4	3	2
Prestations versées	(166)	(204)	(19)	(16)
Acquisition de Columbia	—	475	—	294
Règlement	(57)	—	—	—
Variations du taux de change	(60)	4	(25)	7
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 451	3 208	365	354
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(195)	(248)	(10)	(18)

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 260 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (233 millions de dollars en 2016).

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	
	2017	2016	2017	2016
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	—	—	193	189
Créditeurs et autres	(1)	—	(8)	(7)
Autres passifs à long terme (note 15)	(194)	(248)	(195)	(200)
	(195)	(248)	(10)	(18)

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 la juste valeur des actifs des régimes susmentionnés.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2017	2016	2017	2016
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(3 646)	(3 456)	(203)	(207)
Juste valeur des actifs des régimes	3 451	3 208	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(195)	(248)	(203)	(207)

1 L'obligation au titre des prestations projetées pour le régime 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)	2017	2016
Obligation au titre des prestations constituées	(3 372)	(3 202)
Juste valeur des actifs des régimes	3 451	3 208
Situation de capitalisation – excédent des régimes	79	6

L'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes 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)	2017	2016
Obligation au titre des prestations constituées	(944)	(990)
Juste valeur des actifs des régimes	925	868
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(19)	(122)

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
	2017	2016	2017
Titres d'emprunt	30 %	31 %	25 % à 40 %
Titres de participation	64 %	63 %	45 % à 75 %
Autres actifs	6 %	6 %	5 % à 15 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	Pourcentage des actifs des régimes	
			2017	2016
Titres d'emprunt	7	9	0,2 %	0,2 %
Titres de participation	3	4	0,1 %	0,1 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'avantages postérieurs au départ à la retraite évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 23 « 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	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	44	22	17	12	—	—	61	34	2	1
Titres de participation :										
Canada	410	388	151	143	—	—	561	531	15	15
États-Unis	543	504	354	476	—	—	897	980	24	27
International	45	39	322	327	—	—	367	366	10	10
Mondial	—	—	301	235	—	—	301	235	8	7
Marchés émergents	8	7	147	137	—	—	155	144	4	4
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	193	192	—	—	193	192	5	5
Provincial	—	—	194	179	—	—	194	179	5	5
Municipal	—	—	8	8	—	—	8	8	—	—
Entreprises	—	—	122	126	—	—	122	126	3	4
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	—	—	244	82	—	—	244	82	6	2
État	—	—	41	41	—	—	41	41	1	1
Municipal	—	—	4	39	—	—	4	39	—	1
Entreprises	—	—	234	188	—	—	234	188	6	5
International :										
Gouvernements	—	—	4	6	—	—	4	6	—	—
Entreprises	—	—	5	21	—	—	5	21	—	1
Titres adossés à des créances immobilières	—	—	73	62	—	—	73	62	2	2
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	140	133	140	133	4	4
Infrastructure	—	—	—	—	70	58	70	58	2	2
Fonds de capital- investissement	—	—	—	—	6	8	6	8	—	—
Dépôts	136	129	—	—	—	—	136	129	3	4
	1 186	1 089	2 414	2 274	216	199	3 816	3 562	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 2015	14
Achats et ventes	183
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2016	199
Achats et ventes	11
Gains réalisés et non réalisés	6
Solde au 31 décembre 2017	216

En 2018, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 98 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 45 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 27 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
2018	181	19
2019	187	20
2020	190	20
2021	196	20
2022	200	20
2023 à 2027	1 054	98

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2017. 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	
	2017	2016	2017	2016
Taux d'actualisation	3,60 %	4,00 %	3,70 %	4,15 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	1,20 %	—	—

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		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Taux d'actualisation	3,95 %	4,20 %	4,15 %	4,15 %	4,30 %	4,20 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,50 %	6,70 %	6,95 %	6,05 %	5,95 %	4,60 %
Taux de croissance de la rémunération	1,20 %	0,80 %	3,15 %	—	—	—

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 7 % pour 2018. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % d'ici 2024 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de 1 % dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	15	(13)

Le coût net des avantages sociaux pour 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		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Coût des services rendus	108	107	108	4	3	3
Coût financier	122	127	115	14	13	10
Rendement prévu des actifs des régimes	(178)	(175)	(155)	(21)	(11)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	14	20	35	1	2	3
Amortissement du coût des services passés	—	—	2	—	—	1
Amortissement de l'actif réglementaire	37	27	23	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	—	2	2
Charge au titre du règlement – actif réglementaire	2	—	—	—	—	—
Charge au titre du règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	2	—	—	—	—	—
Coût net des avantages constatés	107	106	128	(1)	10	18

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)	2017		2016		2015	
	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	273	11	270	21	247	28

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 2018 s'établissent à respectivement 19 millions de dollars et 1 million 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)	2017		2016		2015	
	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 aux autres éléments du résultat étendu	(18)	(1)	(20)	(2)	(34)	(4)
Amortissement des coûts au titre des services passés reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	(2)	(1)
Compression	(14)	(2)	—	—	—	—
Règlement	(11)	—	—	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	46	(7)	43	(5)	(67)	(7)
	3	(10)	23	(7)	(103)	(12)

23. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL 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 et les flux de trésorerie.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL 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 de l'électricité

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour gérer ces risques, notamment :

- Conclusion de contrats de vente à prix fixe à moyen ou à long terme pour une partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour gérer les risques liés à l'exploitation et au prix de son portefeuille d'actifs.
- Achat d'une partie du gaz naturel requis pour alimenter certaines de ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même.
- Respect de ses engagements de ventes d'électricité grâce à la production d'électricité ou à l'achat d'électricité aux termes de contrats à prix fixe, ce qui réduit par le fait même l'exposition de la société aux fluctuations des prix des produits de base.

En avril et en juin 2017, la société a vendu ses actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. En décembre 2017, TCPL a conclu une entente visant la vente de ses contrats de vente au détail d'électricité en vigueur aux États-Unis dans le cadre de la cessation progressive des activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. La vente des contrats de vente au détail d'électricité en vigueur aux États-Unis devrait se concrétiser au premier trimestre de 2018, sous réserve des autorisations réglementaires ou autres. L'exposition au risque lié au prix des produits de base est par conséquent grandement atténuée en raison de ces ventes.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

TCPL gère l'exposition de son entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément des contrats d'achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et des contrats de vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives futures sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les gains et les pertes non réalisés liés aux ajustements de la juste valeur des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Risque lié au prix de la commercialisation des liquides

L'entreprise de commercialisation des liquides a débuté ses activités en 2016. TCPL conclut des contrats de location de capacité à court ou à long terme visant les pipelines de liquides et le terminal de stockage. Les instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables sur ces contrats auxquels TCPL est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt. TCPL génère des produits et engage des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. De ce fait, les résultats et les flux de trésorerie de la société devraient fluctuer.

Une partie des activités de TCPL 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 le bénéfice net de la société. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, le risque lié aux fluctuations des taux de change s'accroît. Une grande partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

TCPL est exposée au risque de taux d'intérêt en raison des instruments financiers et des obligations contractuelles assortis de taux d'intérêt variables. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Les justes valeurs et le montant nominal ou en capital 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)	2017		2016	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2018 à 2019) ²	(199)	1 200 US	(425)	2 350 US
Options de change en dollars américains (échéant en 2018)	5	500 US	—	—
Contrats de change à terme en dollars US	—	—	(7)	150 US
	(194)	1 700 US	(432)	2 500 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net de 2017 comprend des gains réalisés nets de 4 millions de dollars (gains de 6 millions de dollars en 2016) 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)	2017	2016
Montant nominal	25 400 (20 200 US)	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	28 900 (23 100 US)	29 400 (21 900 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente la perte financière que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions du contrat ou de l'entente connexe conclu avec la société.

Pour gérer ce risque, la société a recours à des techniques de gestion du crédit reconnues, entre autres :

- faire affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties de la société vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou, lorsque cela n'est pas le cas, le risque est généralement en partie couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée;
- établir un montant limite pour toute opération avec une contrepartie de TCPL – la société surveille et gère la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et elle réduit son exposition à ce risque lorsque nécessaire et lorsque la réduction est permise aux termes des contrats;
- avoir recours à des accords de compensation et obtenir des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque les circonstances le justifient.

Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent protéger la société contre des pertes importantes.

Au 31 décembre 2017, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et au prêt. La société passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 décembre 2017, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, aucune concentration importante du risque de crédit ni aucune créance irrécouvrable importante. Au 31 décembre 2016, la concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était de 200 millions de dollars (149 millions de dollars US).

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers puisque ces derniers détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Dans le cas des actifs pipeliniers de gaz naturel réglementés au Canada de TCPL, le risque de crédit lié aux contreparties est géré par application des dispositions concernant les tarifs qu'a approuvées l'ONÉ.

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur est évaluée selon l'approche bénéfices en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données.

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 montants à payer à une société liée, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ils seraient également classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable est égale à la juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017		2016	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2} (note 17)	(34 741)	(40 180)	(40 150)	(45 047)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	(7 007)	(7 233)	(3 931)	(3 825)
	(41 748)	(47 413)	(44 081)	(48 872)

- 1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 1,1 milliard de dollars US (850 millions de dollars US en 2016) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net de 2017 tient compte de gains non réalisés de 4 millions de dollars (gains de 2 millions de dollars en 2016) 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 1,1 milliard de dollars US au 31 décembre 2017 (850 millions de dollars US en 2016). 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 :

(en millions de dollars canadiens)	2017		2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²
Juste valeur ¹				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	—	23	—	19
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	—	107	—	117
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	14	—	9	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	790	—	513	—
	804	130	522	136

- 1 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.
- 2 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.

(en millions de dollars canadiens)	2017		2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(Pertes nettes non réalisées) gains nets non réalisés de l'exercice clos le 31 décembre	(3)	1	(28)	(1)
(Pertes nettes réalisées) gains nets réalisés de l'exercice clos le 31 décembre ³	(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 non réalisés sur les autres placements restreints sont portés dans les autres éléments du résultat étendu.
- 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 selon l'approche par le marché selon laquelle l'évaluation de la juste valeur s'appuie sur une transaction comparable à l'aide de cours du marché ou, en l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur. Les variations de la juste valeur sont quant à elles imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts 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 recouverts auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Au 31 décembre 2017, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	1	—	—	249	250
Change	—	—	8	70	78
Taux d'intérêt	3	—	—	1	4
	4	—	8	320	332
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	—	—	—	69	69
Taux d'intérêt	4	—	—	—	4
	4	—	—	69	73
Total des actifs dérivés	8	—	8	389	405
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	(6)	—	—	(208)	(214)
Change	—	—	(159)	(10)	(169)
Taux d'intérêt	—	(4)	—	—	(4)
	(6)	(4)	(159)	(218)	(387)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	(2)	—	—	(26)	(28)
Change	—	—	(43)	—	(43)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	(2)	(1)	(43)	(26)	(72)
Total des passifs dérivés	(8)	(5)	(202)	(244)	(459)
Total des instruments dérivés	—	(5)	(194)	145	(54)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

Au 31 décembre 2016, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	6	—	—	351	357
Change	—	—	6	10	16
Taux d'intérêt	1	1	—	1	3
	7	1	6	362	376
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	4	—	—	118	122
Change	—	—	10	—	10
Taux d'intérêt	1	—	—	—	1
	5	—	10	118	133
Total des actifs dérivés	12	1	16	480	509
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	—	—	—	(330)	(330)
Change	—	—	(237)	(38)	(275)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(1)	(1)	(237)	(368)	(607)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	—	—	—	(118)	(118)
Change	—	—	(211)	—	(211)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	—	(1)	(211)	(118)	(330)
Total des passifs dérivés	(1)	(2)	(448)	(486)	(937)
Total des instruments dérivés	11	(1)	(432)	(6)	(428)

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.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le capital ou 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 2017	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	66 132	133	6	—	—
Ventes ¹	42 836	135	7	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 931 US	2 300 US
Millions de pesos mexicains	—	—	—	100 MXN	—
Dates d'échéance	2018-2022	2018-2021	2018	2018	2018-2022

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2016	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	86 887	182	6	—	—
Ventes ¹	58 561	147	6	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 394 US	1 550 US
Dates d'échéance	2017-2021	2017-2020	2017	2017	2017-2019

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
(en millions de dollars canadiens)			
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base ²	62	123	(37)
Change	88	25	(21)
Taux d'intérêt	(1)	—	—
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(107)	(204)	(151)
Change	18	62	(112)
Taux d'intérêt	1	—	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures			
Gains (perte) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	23	(167)	(179)
Change	5	(101)	—
Taux d'intérêt	1	4	8

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

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 21) 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)	2017	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹			
Produits de base	(1)	39	(92)
Taux d'intérêt	4	5	—
	3	44	(92)
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹			
Produits de base ²	(20)	57	128
Taux d'intérêt ³	17	14	16
	(3)	71	144

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des parties inefficaces en 2017 et 2016. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

2 Montant constaté dans les produits à l'état consolidé des résultats.

3 Montant constaté dans les intérêts débiteurs 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. TCPL ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2017 :

au 31 décembre 2017	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
(en millions de dollars canadiens)			
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	319	(198)	121
Change	78	(56)	22
Taux d'intérêt	8	(1)	7
	405	(255)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(242)	198	(44)
Change	(212)	56	(156)
Taux d'intérêt	(5)	1	(4)
	(459)	255	(204)

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

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2016 :

au 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	479	(362)	117
Change	26	(26)	—
Taux d'intérêt	4	(1)	3
	509	(389)	120
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(448)	362	(86)
Change	(486)	26	(460)
Taux d'intérêt	(3)	1	(2)
	(937)	389	(548)

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, au 31 décembre 2017, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 165 millions de dollars (305 millions de dollars en 2016) et des lettres de crédit de 30 millions de dollars (27 millions de dollars en 2016). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant en 2016) et des lettres de crédit de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2016) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2017.

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.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2017, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 2 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2016) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2017, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 2 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016). 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	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>L'évolution des conditions du marché pourrait entraîner des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes.</p> <p>Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.</p>

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2017, est classée comme suit :

au 31 décembre 2017	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) ¹	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	21	283	15	319
Change	—	78	—	78
Taux d'intérêt	—	8	—	8
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(27)	(193)	(22)	(242)
Change	—	(212)	—	(212)
Taux d'intérêt	—	(5)	—	(5)
	(6)	(41)	(7)	(54)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2016, est classée comme suit :

au 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) ¹	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	134	326	19	479
Change	—	26	—	26
Taux d'intérêt	—	4	—	4
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(102)	(343)	(3)	(448)
Change	—	(486)	—	(486)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	(3)
	32	(476)	16	(428)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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)	2017	2016
Solde au début de l'exercice	16	9
Transferts du niveau 3	(19)	(1)
Total des (pertes) gains comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	(17)	13
Ventes	(5)	(3)
Règlements	18	(2)
Solde à la clôture de l'exercice¹	(7)	16

¹ Les produits comprennent des pertes non réalisées de 7 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2016) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2017.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une hausse ou à une baisse de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2017.

24. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Augmentation des débiteurs	(573)	(487)	(19)
Augmentation des stocks	(38)	(87)	(3)
Diminution (augmentation) des actifs destinés à la vente	14	(13)	—
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	189	328	(273)
Augmentation (diminution) des créiteurs et autres	149	432	(103)
Augmentation des intérêts courus	12	62	91
(Diminution) augmentation des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	(25)	16	—
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(272)	251	(307)

25. AUTRES ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Iroquois Gas Transmission System et Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} juin 2017, TCPL 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, TCPL a mené à terme la vente de sa participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS en faveur de TC PipeLines LP. Le produit de ces transactions s'est chiffré à 765 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le produit 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 PNGTS.

En janvier 2016, TCPL a mené à terme la vente d'une participation de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 223 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 188 millions de dollars US et la prise en charge de la quote-part de la dette de PNGTS, à savoir 35 millions de dollars US.

En mars 2016, TCPL a acquis une participation de 4,87 % dans Iroquois à un prix d'achat global de 54 millions de dollars US, portant ainsi la participation de TCPL à 49,35 %. Le 1^{er} mai 2016, la société a acquis une participation additionnelle de 0,65 % à un prix d'achat global de 7 millions de dollars US, ce qui a augmenté encore la participation de TCPL dans Iroquois pour la porter à 50 %.

TC Offshore LLC

En décembre 2015, la société a conclu une entente visant la vente de TC Offshore LLC à un tiers, ce qui a entraîné une perte sur la vente de 125 millions de dollars avant les impôts en 2015. En mars 2016, la société a mené à terme la vente, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts. Cette perte a été incluse dans le gain (la perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Gas Transmission Northwest LLC

En avril 2015, TCPL a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans GTN à TC Pipelines, LP pour un prix d'achat global de 457 millions de dollars US. Le produit comprenait une tranche de 264 millions de dollars US en trésorerie, la reprise de la quote-part de la dette de GTN de 98 millions de dollars US ainsi que des nouvelles parts de catégorie B de TC Pipelines, LP d'une valeur de 95 millions de dollars US.

Énergie

Énergie solaire en Ontario

Le 19 décembre 2017, la société a mené à terme la vente de ses actifs d'énergie solaire en Ontario en faveur d'un tiers pour un produit d'environ 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente d'environ 127 millions de dollars (136 millions de dollars après les impôts) qui a été inclus dans le gain (la perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Actifs d'électricité du nord-est des États-Unis

Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit d'environ 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Elle a ainsi inscrit en 2017 un gain sur la vente d'environ 715 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts), lequel comprend l'incidence de gains de change de 5 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net.

Le 2 juin 2017, TCPL 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 d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) laquelle comprend l'incidence de gains de change de 70 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net à la clôture. La société a inscrit une perte additionnelle de 211 millions de dollars (167 millions de dollars après les impôts) sur la vente en 2017, dont des gains de change de 2 millions de dollars. Ces pertes additionnelles sont principalement imputables à des ajustements qui ont été apportés au prix d'achat et aux coûts de réparation en raison d'un arrêt imprévu à la centrale Ravenswood avant la clôture de la vente.

Les gains et pertes sur ces ventes sont portés au poste « Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. Le produit reçu de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement de l'encours des facilités de crédit-relais d'acquisition de la société qui ont servi à financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Ironwood

En février 2016, TCPL a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood pour une contrepartie de 653 millions de dollars US en trésorerie, compte tenu des ajustements postérieurs à la clôture. L'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge n'a pas donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition. La société a commencé à consolider les résultats d'Ironwood à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma d'Ironwood sur les produits et le bénéfice net de la société de la date d'acquisition à la date de la vente n'est pas significative.

Bruce Power

En décembre 2015, TCPL a exercé son option visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour 236 millions de dollars auprès du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario, pour porter sa participation à 46,5 %. L'écart entre le prix d'achat et la valeur comptable sous-jacente de Bruce B est principalement attribuable à la juste valeur estimative de l'entente modifiée conclue avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation Bruce Power jusqu'en 2064. En décembre 2015, Bruce A et Bruce B se sont regroupées afin de former une structure de société unique, Bruce Power. Ce regroupement a été comptabilisé à titre de transaction entre sociétés sous contrôle commun, c'est-à-dire que les actifs et passifs de Bruce A et de Bruce B ont été regroupés à leur juste valeur. À la réalisation du regroupement, TCPL a comptabilisé à la valeur de consolidation sa participation résultante de 48,5 % dans Bruce Power. Avant l'acquisition, TCPL comptabilisait à la valeur de consolidation sa participation de 48,9 % dans Bruce A et sa participation de 31,6 % dans Bruce B.

26. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2018	75	4	71
2019	76	2	74
2020	73	2	71
2021	71	1	70
2022	63	—	63
2023 et par la suite	443	2	441
	801	11	790

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2017 ont atteint 93 millions de dollars (145 millions de dollars en 2016; 131 millions de dollars en 2015).

Autres engagements

TCPL et ses sociétés liées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

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

Au 31 décembre 2017, TCPL devait engager, dans son secteur des gazoducs au Canada, des dépenses en immobilisations d'environ 0,3 milliard de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets du réseau de gazoducs de NGTL.

Au 31 décembre 2017, TCPL devait engager, dans son secteur des gazoducs aux États-Unis, des dépenses en immobilisations d'environ 0,4 milliard de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf.

Au 31 décembre 2017, TCPL devait engager, dans son secteur des gazoducs au Mexique, des dépenses en immobilisations d'environ 0,7 milliard de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs de Sur de Texas et de Villa de Reyes.

Au 31 décembre 2017, la société devait engager, dans son secteur des pipelines de liquides, des dépenses en immobilisations d'environ 0,1 milliard de dollars principalement pour les projets d'investissement liés aux pipelines en exploitation.

Au 31 décembre 2017, la société devait engager, dans son secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 0,4 milliard de dollars se rapportant principalement aux coûts de construction pour la centrale de Napanee.

Au 31 décembre 2017, la société devait engager, dans le secteur du siège social, des dépenses d'environ 0,1 milliard de dollars se rapportant à diverses ententes touchant la prestation de services de TI.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2017, la société avait constaté quelque 34 millions de dollars (39 millions de dollars en 2016 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.

TCPL 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.

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel américain autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. TCPL a retiré sa réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que sa contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains qui a été déposée en juin 2016 et qui faisait suite au refus signifié en novembre 2015 de nous accorder un permis présidentiel pour la construction de l'oléoduc Keystone XL.

Garanties

TCPL et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis les obligations relativement aux services de construction au cours de la construction du gazoduc.

TCPL et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2017		2016	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	315	2	805	53
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018	88	1	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	104	13	87	28
		507	16	980	82

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

27. COÛTS DE RESTRUCTURATION DE L'ENTREPRISE

Au milieu de 2015, la société a entamé une restructuration de ses activités et mis en œuvre une initiative de transformation visant à réduire l'ensemble des coûts et à maximiser l'efficacité et l'efficience de ses entreprises existantes. Les coûts de restructuration englobent surtout les indemnités de cessation d'emploi ainsi que les pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

En 2015, la société a engagé des coûts de restructuration de 122 millions de dollars avant les impôts et comptabilisé une provision de 87 millions de dollars avant les impôts au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et 2017 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Du total des charges de restructuration de 209 millions de dollars avant les impôts, une tranche de 157 millions de dollars a été constatée au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres et contrebalancée en partie par un montant de 58 millions de dollars inscrit dans les produits à l'état consolidé des résultats et se rapportant à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. De plus, une tranche de 44 millions de dollars a été comptabilisée à titre d'actifs réglementaires, car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures; enfin, une tranche de 8 millions de dollars a été capitalisée dans les coûts des projets touchés par la restructuration.

En 2016, une provision supplémentaire de 44 millions de dollars avant les impôts a été comptabilisée par suite de la variation des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Une tranche de 22 millions de dollars a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. En outre, une tranche de 22 millions de dollars a été comptabilisée dans les actifs réglementaires au bilan consolidé au 31 décembre 2016, car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures.

En 2017, une provision supplémentaire de 6 millions de dollars avant les impôts a été comptabilisée par suite de la variation des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Une tranche de 3 millions de dollars a été constatée au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. De plus, une tranche de 3 millions de dollars a été inscrite dans les actifs réglementaires au bilan consolidé au 31 décembre 2017, car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures.

Au total, au 31 décembre 2017, la société avait engagé relativement à cette transformation, déduction faite des montants recouvrables, des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 38 millions de dollars pour les obligations locatives. Le solde de la provision pour indemnités de cessation d'emploi au 31 décembre 2017 devrait être réglé au début de l'exercice 2018.

Les variations du passif au titre de la restructuration s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Indemnités de cessation d'emploi	Engagements aux termes des contrats de location	Total
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2015	60	27	87
Charges de restructuration	—	44	44
Paiements en trésorerie	(24)	(8)	(32)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99
Charges de restructuration	—	6	6
Paiements en trésorerie	(27)	(16)	(43)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2017	9	53	62

28. TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

En 2017, les intérêts créditeurs et autres comprenaient un montant de néant attribuable à un prêt intersociétés consenti à TransCanada (19 millions de dollars en 2016; 29 millions de dollars en 2015).

Les sommes suivantes sont incluses dans les montants à payer à une société liée :

(en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2017		2016	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Facilité de crédit ¹	À vue	2 551	3,2 %	2 358	2,7 %
		2 551		2 358	

1 TCPL détient une facilité de crédit non garantie de 3,0 milliards de dollars auprès de TransCanada. Les intérêts à l'égard de cette facilité correspondent au taux préférentiel annuel.

En 2017, les intérêts débiteurs incluaient un montant de 68 millions de dollars attribuable à un emprunt intersociétés (38 millions de dollars en 2016; 28 millions de dollars en 2015).

Au 31 décembre 2017, les créiteurs et autres comprenaient un montant de 16 millions de dollars à payer à TransCanada (19 millions de dollars au 31 décembre 2016).

En 2017, la société a effectué des paiements d'intérêts de 68 millions de dollars à TransCanada (36 millions de dollars en 2016; 29 millions de dollars en 2015).

29. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Une EDDV s'entend d'une entité juridique qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques dans lesquelles la société est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	41	77
Débiteurs	63	71
Stocks	23	25
Autres	11	10
	138	183
Immobilisations corporelles	3 535	3 685
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	917	606
Écart d'acquisition	490	525
Actifs incorporels et autres actifs	3	1
	5 083	5 000
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	137	80
Dividendes à payer	1	—
Intérêts courus	23	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	88	76
	249	177
Passifs réglementaires	34	34
Autres passifs à long terme	3	4
Passifs d'impôts reportés	13	7
Dette à long terme	3 244	2 827
	3 543	3 049

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)	2017	2016
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 372	4 964
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	171	163
Risque maximal de perte	4 543	5 127

30. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Émission d'actions ordinaires

Le 31 janvier 2018, la société a émis 3,4 millions d'actions ordinaires à TransCanada pour un produit de 192 millions de dollars.