

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 (« 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 2016 et 2015 et met en évidence les changements importants survenus entre 2015 et 2014, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (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 2016 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.

Comme TCPL a acquis Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») le 1^{er} juillet 2016, l'appréciation et les conclusions de la direction sur l'efficacité de son contrôle interne à l'égard de l'information financière n'intègrent pas le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Columbia. Ces exclusions cadrent avec les indications du personnel de la SEC selon lesquelles l'évaluation de l'entreprise récemment acquise ne doit pas être prise en compte dans son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'exercice au cours duquel a lieu l'acquisition. Les actifs attribuables à Columbia comptaient pour environ 13 % de l'actif total de TCPL au 31 décembre 2016 et les produits attribuables à Columbia pour la période du 1^{er} juillet 2016 au 31 décembre 2016 représentaient environ 7 % du total des produits de TCPL pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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

Le 15 février 2017



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

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, qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, 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 2016, 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

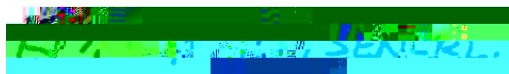
Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons 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, mais 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 2016 et au 31 décembre 2015, 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 2016 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.



Comptables professionnels agréés

Le 15 février 2017

Calgary, Canada

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Produits (note 1)			
Gazoducs – Canada	3 682	3 680	3 557
Gazoducs – États-Unis	2 526	1 444	1 159
Gazoducs – Mexique	378	259	197
Pipelines de liquides	1 755	1 879	1 547
Énergie	4 164	4 038	3 725
	12 505	11 300	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	514	440	522
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 819	3 250	2 973
Achats de produits de base revendus	2 172	2 237	1 836
Impôts fonciers	555	517	473
Amortissement	1 939	1 765	1 611
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	1 388	3 745	—
	9 873	11 514	6 893
(Perte) gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 26)	(833)	(125)	117
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 17)	1 927	1 398	1 235
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(419)	(295)	(136)
Intérêts créditeurs et autres	(117)	103	8
	1 391	1 206	1 107
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	922	(1 105)	2 824
Charge (recouvrement) d'impôts (note 16)			
Exigibles	157	137	146
Reportés	192	(102)	684
	349	35	830
Bénéfice net (perte nette)	573	(1 140)	1 994
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 19)	252	6	151
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	321	(1 146)	1 843
Dividendes sur les actions privilégiées	—	—	2
Bénéfice net (perte nette) attribuable à l'actionnaire ordinaire	321	(1 146)	1 841

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)	2016	2015	2014
Bénéfice net (perte nette)	573	(1 140)	1 994
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	3	813	517
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(10)	(372)	(276)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	30	(57)	(69)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	42	88	(55)
Pertes et gains actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(26)	51	(102)
Reclassement dans le bénéfice net 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	32	18
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(87)	47	(204)
Autres éléments du résultat étendu (note 22)	(32)	602	(171)
Résultat étendu	541	(538)	1 823
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	241	312	281
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	300	(850)	1 542
Dividendes sur les actions privilégiées	—	—	2
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire ordinaire	300	(850)	1 540

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)	2016	2015	2014
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	573	(1 140)	1 994
Amortissement	1 939	1 765	1 611
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12))	1 388	3 745	—
Impôts reportés (note 16)	192	(102)	684
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(514)	(440)	(522)
Distributions reçues au titre des activités d'exploitation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	844	793	726
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation (note 23)	(3)	44	37
Perte (gain) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 26)	833	125	(117)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(253)	(165)	(95)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(149)	58	74
Autres	55	47	22
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation (note 25)	251	(307)	(189)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 156	4 423	4 225
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(5 007)	(3 918)	(3 489)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(295)	(511)	(848)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(765)	(493)	(256)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (notes 5 et 26)	(13 608)	(236)	(241)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 26)	6	—	196
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	727	9	12
Montants reportés et autres	159	272	335
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(18 783)	(4 877)	(4 291)
Activités de financement			
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(329)	(1 382)	544
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	12 333	5 045	1 403
Remboursements sur la dette à long terme	(7 153)	(2 105)	(1 069)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 549	917	—
Avances de (à des) sociétés affiliées, montant net	4 523	(189)	(694)
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 612)	(1 446)	(1 345)
Dividendes sur les actions privilégiées	—	—	(4)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(279)	(224)	(174)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	4 661	—	1 115
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	215	55	79
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale (note 19)	—	—	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	13 908	671	(345)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(127)	112	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	154	329	(411)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	813	484	895
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	967	813	484

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	967	813
Débiteurs (note 29)	2 093	1 400
Montants à recevoir de sociétés affiliées (note 29)	—	2 476
Stocks	368	323
Actifs destinés à la vente (note 6)	3 717	20
Autres (note 7)	908	1 338
	8 053	6 370
Immobilisations corporelles (note 8)	54 475	44 817
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	6 544	6 214
Actifs réglementaires (note 10)	1 322	1 184
Écart d'acquisition (note 11)	13 958	4 812
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	2 947	3 096
Placements restreints	642	351
	87 941	66 844
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 13)	774	1 218
Créditeurs et autres (notes 14 et 29)	3 876	2 661
Dividendes à payer	491	370
Montants à payer à des sociétés affiliées (note 29)	2 358	311
Intérêts courus	595	520
Passifs liés aux actifs destinés à la vente (note 6)	86	39
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 17)	1 838	2 547
	10 018	7 666
Passifs réglementaires (note 10)	2 121	1 159
Autres passifs à long terme (note 15)	1 183	1 260
Passifs d'impôts reportés (note 16)	7 662	5 144
Dette à long terme (note 17)	38 312	28 909
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	3 931	2 409
	63 227	46 547
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)	20 981	16 320
Émises et en circulation :		
31 décembre 2016 – 859 millions d'actions		
31 décembre 2015 – 779 millions d'actions		
Surplus d'apport	211	210
Bénéfices non répartis	1 577	2 989
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 22)	(960)	(939)
Participations assurant le contrôle	21 809	18 580
Participations sans contrôle (note 19)	1 726	1 717
	23 535	20 297
	87 941	66 844

Engagements, éventualités et garanties (note 27)

Coûts de restructuration (note 28)

Entités à détenteurs de droits variables (note 30)

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

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling
Administrateur



Siim A. Vanaselja
Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	16 320	16 320	15 205
Produit tiré de l'émission d'actions	4 661	—	1 115
Solde à la fin de l'exercice	20 981	16 320	16 320
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	—	—	194
Rachat d'actions privilégiées	—	—	(194)
Solde à la fin de l'exercice	—	—	—
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	210	404	431
Émission d'options sur actions	15	13	7
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	24	6	9
Rachat d'actions privilégiées	—	—	(6)
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP (note 26)	(38)	(213)	(37)
Solde à la fin de l'exercice	211	210	404
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	2 989	5 606	5 125
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	321	(1 146)	1 843
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 733)	(1 471)	(1 360)
Dividendes sur les actions privilégiées	—	—	(2)
Solde à la fin de l'exercice	1 577	2 989	5 606
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(939)	(1 235)	(934)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 22)	(21)	296	(301)
Solde à la fin de l'exercice	(960)	(939)	(1 235)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	21 809	18 580	21 095
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 717	1 583	1 417
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	1 051	—	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	215	(13)	136
Portland Natural Gas Transmission System	20	19	15
Columbia Pipeline Partners LP	17	—	—
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(11)	306	130
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	215	55	79
Diminution de la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP	(40)	(11)	(14)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(279)	(222)	(180)
Reclassement dans les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	(1 179)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	1 726	1 717	1 583
Total des capitaux propres	23 535	20 297	22 678

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 trois secteurs essentiels, les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie, chacun de ces secteurs proposant des produits et des services différents. Par suite de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») et de la monétisation en cours de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, la société a restructuré ses secteurs à présenter, soit les gazoducs, les pipelines de liquides, l'énergie et le siège social, comme suit en date du 31 décembre 2016 : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides, Énergie et Siège social. Le secteur Siège social n'est pas lié à l'exploitation et regroupe des fonctions administratives et intégrées. La structure révisée cadre avec l'information examinée par le principal responsable de l'exploitation. Les résultats financiers historiques des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 ont été ajustés afin de tenir compte de ce changement dans les secteurs à présenter de la société. 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 40 111 km (24 923 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 49 776 km (30 933 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi³ et de services intermédiaires et d'autres actifs .

La société détient et exploite les entreprises suivantes faisant partie de Columbia acquise le 1^{er} juillet 2016 :

- Columbia Gas – un réseau de gazoducs de transport et de stockage interétatique dont les activités étaient principalement concentrées dans le transport du gaz provenant de la côte du golfe du Mexique par l'intermédiaire de Columbia Gulf et de divers raccordements de gazoducs et à partir de zones productrices de la région des Appalaches jusqu'aux marchés des régions du Midwest, du littoral de l'Atlantique et du nord-est.
- Columbia Gulf – un réseau de transport par gazoducs interétatiques sur longue distance qui a été initialement conçu pour transporter le gaz naturel du golfe du Mexique aux principaux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc est en cours de transformation et d'expansion pour qu'il puisse prendre en charge l'offre accrue en provenance de la région des Appalaches et être raccordé au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres afin d'acheminer du gaz naturel vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.
- Millennium – une participation de 47,5 % dans Millenium Pipeline qui transporte du gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.
- Crossroads – un gazoduc interétatique situé dans l'Indiana et l'Ohio.
- Midstream – une entreprise qui offre des services aux producteurs de gaz naturel, dont la collecte, le traitement, le conditionnement, la compression et la manutention des liquides dans le bassin des Appalaches, et qui détient une participation de 47 % dans Pennant Midstream.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 1 617 km (1 005 milles) au Mexique. Ce secteur comprend également la participation de 46,5 % de la société dans le gazoduc TransGas situé en Colombie et avant cette vente en novembre 2014, la participation de la société dans Gas Pacifico/INNERGY en Amérique du Sud.

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 4 324 km (2 687 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 18 centrales électriques et de 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des installations en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick au Canada ainsi que des installations dans l'État de New York, en Nouvelle-Angleterre, en Pennsylvanie et en Arizona aux États-Unis. Au 31 décembre 2016, cinq centrales électriques situées dans l'État de New York, en Nouvelle-Angleterre et en Pennsylvanie ont été classées dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »). Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de TCPL et de ses filiales. La société consolide sa participation dans des entités sur lesquelles elle peut exercer un 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 bénéfice (note 16);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23);
- la juste valeur des instruments financiers (note 24);
- la provision au titre des engagements, éventualités et garanties (note 27) et la restructuration (note 28).

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

Réglementation

Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ »). 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 sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. 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, les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis et certains de ses projets de pipelines de liquides. La CATR ne s'applique pas au réseau d'oléoducs Keystone, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ce réseau n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs et pipelines de liquides

Transport

Les produits des secteurs des gazoducs et des pipelines de liquides de la société, exception faite des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la CATR, 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 qu'elle transporte pour des tiers.

Stockage de gaz naturel réglementé

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société sont constatés 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 et 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 qu'elle stocke pour des tiers.

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 fondés sur des services volumétriques 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 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 de la vente de gaz combustible inutilisé, 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 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 tous constatés au coût moyen pondéré ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

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 la composante capitaux propres de cette provision est une dépense hors trésorerie et un crédit correspondant est constaté dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. 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, qui est évalué au coût, représente les volumes liés au stockage qui sont maintenus pour stimuler la pression des puits afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel 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 installation 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 des 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 détenir 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 .

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 pour les pipelines de liquides non réglementés et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les pipelines réglementés. 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

L'équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel sont comptabilisés 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, qui est évalué au coût, représente les volumes liés au stockage qui sont maintenus pour stimuler la pression des puits 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 relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux actifs incorporels et autres actifs. 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 la matière.

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.

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 acquisitions 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 évalue 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.

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. Antérieurement à leur résiliation, pratiquement toutes les CAE aux termes desquelles TCPL achète de l'électricité ont aussi été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation 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. En 2016, la société a résilié ces CAE et inscrit une charge de dépréciation. 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 canadiens réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ. 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, aux pipelines de liquides et aux centrales hydroélectriques, 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 réseau 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. Les 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. Les 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 la société 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'acquérir 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 liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable de 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 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 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Ces directives obligent désormais les entités à réévaluer si elles doivent consolider certaines entités juridiques et elle élimine la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas modifié les conclusions de la société concernant la consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent à la note 30, « Entités à détenteurs de droits variables »).

Comptabilisation des intérêts

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon ces directives, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe, comme le sont les escomptes ou les primes relatifs aux titres d'emprunt. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction de leur passif correspondant au bilan consolidé de la société.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié des directives ayant pour but de simplifier la comptabilisation des ajustements de période d'évaluation dans le cas d'un regroupement d'entreprises. Selon les directives modifiées, l'acquéreur doit comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, l'acquéreur doit aussi comptabiliser l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats, du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Classement de certaines entrées et sorties de trésorerie

En août 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui clarifient comment les entités doivent classer certaines entrées et sorties de trésorerie à l'état des flux de trésorerie. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2018, mais puisque l'adoption anticipée est permise, la société a décidé de les appliquer de façon rétrospective au 31 décembre 2016. L'application de ces nouvelles directives n'a pas eu d'incidence significative sur le classement des coûts de remboursement anticipé ou d'extinction d'une dette, des contreparties conditionnelles versées après un regroupement d'entreprises, du produit du règlement d'une demande d'indemnisation d'assurance et du produit du règlement d'une assurance vie détenue par une société. La société a choisi de classer les distributions reçues de participations comptabilisées à la valeur de consolidation en fonction de la nature des distributions, car cette manière de faire est plus représentative de la nature des activités sous-jacentes des participations qui ont généré les distributions. Par conséquent, les distributions reçues de participations comptabilisées à la valeur de consolidation au cours des périodes correspondantes ont été reclassées des activités d'investissement aux flux de trésorerie liés à l'exploitation à l'état consolidé des flux de trésorerie.

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 tirés des contrats conclus avec des clients. Les directives actuelles permettent la constatation des produits d'exploitation lorsque certains critères sont réunis. Les nouvelles directives exigeront qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle à cinq étapes. Ce modèle reflète 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. La société adoptera la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

La société évalue actuellement les deux méthodes d'adoption dans le cadre de son analyse. La société a dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et elle a entrepris une analyse de chaque contrat ou groupe de contrats afin de déterminer les différences importantes qui découleront de la mise en œuvre de la nouvelle norme et son incidence sur les produits d'exploitation. À mesure que la société poursuit son analyse des contrats, elle quantifiera aussi l'incidence, le cas échéant, sur les produits d'exploitation des périodes précédentes. La société apportera en outre tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux obligations d'information de la nouvelle norme. Comme la société est actuellement à évaluer l'incidence de cette norme, elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, 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 en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront de manière prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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 seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. 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.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. Selon ces nouvelles directives, les preneurs à bail doivent comptabiliser, au bilan, la plupart des contrats de location, y compris les contrats de location-exploitation, en tant qu'actifs et passifs faisant l'objet de contrats de location. Par ailleurs, les preneurs à bail peuvent devoir réévaluer les hypothèses relatives aux contrats de location existants et fournir de plus amples informations qualitatives et quantitatives. La nouvelle norme ne propose pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. Ces directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019, mais la société envisage de l'adopter de manière anticipée. La société identifie actuellement les contrats de location existants qui pourraient avoir un effet sur ses états financiers consolidés par suite de l'adoption de ces nouvelles directives.

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. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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. Le cas échéant, lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, les nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et seront appliquées de façon prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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 qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. 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.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations 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 entité à détenteurs de droits variables (« 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. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017, et la société ne s'attend pas à ce que leur adoption ait une incidence significative 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 appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est permise. 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.

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 total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant des liquidités soumises 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. Ces montants seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront appliquées de façon rétrospective. L'adoption anticipée est permise. 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.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

Par suite de l'acquisition de Columbia et de la monétisation en cours de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, la société a modifié ses secteurs à présenter. TCPL exerce ses activités dans six secteurs isolables, à savoir Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides, Énergie et Siège social. Le secteur Siège social n'est pas lié à l'exploitation et il regroupe les fonctions administratives et intégrées. Cette structure permet de fournir des informations qui cadrent avec l'examen de la performance de l'entreprise par le principal responsable de l'exploitation et les décisions qui sont prises pour chacun des secteurs d'activités. Les résultats financiers historiques des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 ont été ajustés afin de tenir compte de ce changement dans les secteurs à présenter de la société.

exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 682	2 526	378	1 755	4 164	—	12 505
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	214	(3)	(1)	292	—	514
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 181)	(1 000)	(42)	(554)	(834)	(208)	(3 819)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 172)	—	(2 172)
Impôts fonciers	(267)	(120)	—	(88)	(80)	—	(555)
Amortissement	(873)	(397)	(43)	(285)	(293)	(48)	(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)	1 373	1 219	290	827	(1 140)	(256)	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
Bénéfice net 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
	1 525	1 517	944	810	473	33	5 302

exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 680	1 444	259	1 879	4 038	—	11 300
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	162	5	—	261	—	440
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 162)	(555)	(49)	(491)	(786)	(207)	(3 250)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 237)	—	(2 237)
Impôts fonciers	(272)	(77)	—	(79)	(89)	—	(517)
Amortissement	(845)	(243)	(44)	(266)	(336)	(31)	(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)	1 413	606	171	(2 643)	792	(238)	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
	1 596	537	566	1 290	376	64	4 429

exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 557	1 159	197	1 547	3 725	—	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	143	8	—	359	—	522
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 028)	(467)	(41)	(439)	(934)	(64)	(2 973)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 836)	—	(1 836)
Impôts fonciers	(266)	(68)	—	(62)	(77)	—	(473)
Amortissement	(821)	(211)	(31)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
Gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	—	9	—	108	—	117
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 454	556	142	830	1 036	(87)	3 931
Intérêts débiteurs							(1 235)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							136
Intérêts créditeurs et autres							(8)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 824
Charge d'impôts							(830)
Bénéfice net							1 994
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(151)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 843
Dividendes sur les actions privilégiées							(2)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 841
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	814	237	717	1 469	206	46	3 489
Projets d'investissement en cours d'aménagement	327	40	1	480	—	—	848
	1 141	277	718	1 949	206	46	4 337

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Actif total		
Gazoducs – Canada	15 816	15 038
Gazoducs – États-Unis	34 422	12 207
Gazoducs – Mexique	5 013	3 787
Pipelines de liquides	16 896	16 046
Énergie	13 169	15 614
Siège social	2 625	4 152
	87 941	66 844

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Produits			
Canada – marché intérieur	3 655	3 877	3 956
Canada – exportations	1 177	1 292	1 314
États-Unis	7 295	5 872	4 718
Mexique	378	259	197
	12 505	11 300	10 185

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Immobilisations corporelles		
Canada	20 531	19 287
États-Unis	29 414	21 899
Mexique	4 530	3 631
	54 475	44 817

5. ACQUISITION DE COLUMBIA

Le 1^{er} juillet 2016, TCPL a acquis la totalité de Columbia en contrepartie d'un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie, en fonction d'un prix de 25,50 \$ US par action pour l'ensemble des actions ordinaires en circulation de Columbia, ainsi que toutes les unités d'actions liées à la performance et les unités d'actions temporairement inaccessibles en circulation. L'acquisition a été financée par l'émission d'actions ordinaires de TCPL à TransCanada et un prêt intersociétés consenti par TransCanada relativement au produit tiré de la vente de reçus de souscription de cette dernière. 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. De plus, TCPL a effectué des prélèvements totalisant 6,9 milliards de dollars US sur les facilités de crédit-relais d'acquisition. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires » ainsi qu'à la note 29 « Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information sur les actions ordinaires émises en faveur de TransCanada et sur le prêt intersociétés à rembourser à TransCanada. Par ailleurs, il y a lieu de se reporter à la note 17 « Dette à long terme » pour un complément d'information sur les facilités de crédit-relais d'acquisition .

Columbia exploite 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 de 10,1 milliards de dollars (7,7 milliards de dollars US) 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 sont 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 des actifs nets acquis		
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 rapprochent 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 créiteurs.

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 devrait correspondre à leur valeur comptable. 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 compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été calculée en appliquant un cours du marché multiplié par le volume de carburant en place, contribuant ainsi à une augmentation de 840 millions de dollars (646 millions de dollars US) de la juste valeur. La juste valeur du carburant de base qui s'appuie sur des informations provisoires est assujettie à des variations étant donné que la société poursuit ses évaluations portant sur le volume acquis. Un ajustement de la juste valeur du carburant de base aurait une incidence sur le calcul du prix d'achat.

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.				
	Jun 2018	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	506 \$ US	2,45 %
	Jun 2020	Billets de premier rang non garantis (750 \$ US)	779 \$ US	3,30 %
	Jun 2025	Billets de premier rang non garantis (1 000 \$ US)	1 092 \$ US	4,50 %
	Jun 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 un rapport d'évaluation actuarielle à la date d'acquisition. La juste valeur représentant la situation de capitalisation des régimes à la date d'acquisition s'est traduite 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.

La charge liée à l'acquisition s'est chiffrée à environ 36 millions de dollars et elle est 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 cadrent 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 depuis la date d'acquisition jusqu'au 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 sans 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 adopté par la société relativement à son entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis visant le financement permanent de l'acquisition de Columbia englobe la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind, Ocean State Power et TC Hydro ainsi que celle des activités de commercialisation de TransCanada Power Marketing (« TPCM »).

Le 1^{er} novembre 2016, la société a conclu des ententes visant la vente de la totalité de ces actifs, sauf pour ce qui est de TPCM.

La vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power à un tiers pour un produit d'environ 2,2 milliards de dollars US devrait se réaliser au premier semestre de 2017. De ce fait, une perte d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) a été inscrite en 2016 et incluse au poste « (Perte) gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats et elle comprend 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 à la clôture de la vente.

La vente de TC Hydro à un tiers pour un produit d'environ 1,1 milliard de dollars US devrait également se conclure au premier semestre de 2017, et elle devrait générer un gain estimatif de 710 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts) dont l'incidence de gains de change estimatifs de 5 millions de dollars. Ce gain sera comptabilisé à la clôture de la transaction de vente. Au 31 décembre 2016, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie.

Au 31 décembre 2016, TPCM ne répondait pas aux critères pour être classée comme étant destinée à la vente.

Dans le tableau suivant, on y présente en détails les actifs et passifs destinés à la vente au 31 décembre 2016.

(en millions de dollars)	US	CA ¹
Actifs destinés à la vente		
Débiteurs	13	18
Stocks	56	75
Autres actifs à court terme	90	121
Immobilisations corporelles	2 229	2 993 ²
Actifs incorporels et autres actifs	328	440
Gains de change	—	70 ³
Total des actifs destinés à la vente	2 716	3 717
Passifs liés aux actifs destinés à la vente		
Créditeurs et autres	32	43
Autres passifs à long terme	32	43
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente	64	86

1 Au 31 décembre 2016, le taux de change était de 1,34 \$.

2 Ces données comprennent un montant de 17 millions de dollars (13 millions de dollars US) afférent à une installation gazière destinée à la vente dans le secteur des gazoducs aux États-Unis.

3 Les gains de change se rapportent aux participations dans Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power et ils seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net à la clôture de la vente.

TC Offshore LLC

Le 1^{er} mars 2016, la société a réalisé la vente de TC Offshore LLC, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts, à la cession qui a été incluse dans la (perte) le gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Le 18 décembre 2015, la société a signé une entente visant la vente de TC Offshore LLC à un tiers. De ce fait, au 31 décembre 2015, les actifs et passifs connexes étaient classés comme destinés à la vente dans le secteur des gazoducs – États-Unis et ont été comptabilisés à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, ce qui a entraîné une perte avant les impôts de 125 millions de dollars en 2015, imputée au poste « (Perte) gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. La juste valeur estimative de ces actifs est calculée en fonction du produit attendu à la clôture de la vente.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre	2016	2015
(en millions de dollars canadiens)		
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	376	442
Trésorerie en garantie	313	590
Charges payées d'avance	131	132
Actifs réglementaires (note 10)	33	85
Autres ¹	55	89
	908	1 338

1 Ces données comprennent la tranche à court terme d'un billet à recevoir de 55 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2015 du vendeur de Ravenswood. Au 1^{er} novembre 2016, tous les actifs de Ravenswood, y compris la tranche à court terme du billet à recevoir, avaient été classés dans les actifs destinés à la vente (note 6).

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016			2015		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	8 814	3 951	4 863	8 456	3 820	4 636
Postes de compression	2 447	1 499	948	2 188	1 404	784
Postes de comptage et autres	1 124	519	605	1 096	489	607
	12 385	5 969	6 416	11 740	5 713	6 027
En construction	1 151	—	1 151	969	—	969
	13 536	5 969	7 567	12 709	5 713	6 996
Réseau principal au Canada						
Pipeline	9 502	6 221	3 281	9 164	5 966	3 198
Postes de compression	3 537	2 361	1 176	3 433	2 220	1 213
Postes de comptage et autres	605	198	407	499	192	307
	13 644	8 780	4 864	13 096	8 378	4 718
En construction	219	—	219	257	—	257
	13 863	8 780	5 083	13 353	8 378	4 975
Autres gazoducs au Canada						
Autres ¹	1 728	1 273	455	1 705	1 213	492
En construction	112	—	112	63	—	63
	1 840	1 273	567	1 768	1 213	555
	29 239	16 022	13 217	27 830	15 304	12 526
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas ²						
Pipeline	3 072	13	3 059	—	—	—
Postes de compression	1 864	7	1 857	—	—	—
Postes de comptage et autres	2 542	34	2 508	—	—	—
	7 478	54	7 424	—	—	—
En construction	1 127	—	1 127	—	—	—
	8 605	54	8 551	—	—	—
ANR						
Pipeline	1 468	349	1 119	1 449	350	1 099
Postes de compression	1 494	260	1 234	1 101	187	914
Postes de comptage et autres	988	254	734	977	252	725
	3 950	863	3 087	3 527	789	2 738
En construction	232	—	232	304	—	304
	4 182	863	3 319	3 831	789	3 042

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016			2015		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
GTN	2 221	810	1 411	2 278	765	1 513
Great Lakes	2 106	1 155	951	2 157	1 155	1 002
Midstream ^{2, 3}	1 072	23	1 049	—	—	—
Columbia Gulf ²	880	5	875	—	—	—
Autres ^{2, 4}	2 120	567	1 553	2 124	521	1 603
	8 399	2 560	5 839	6 559	2 441	4 118
En construction	346	—	346	8	—	8
	8 745	2 560	6 185	6 567	2 441	4 126
	21 532	3 477	18 055	10 398	3 230	7 168
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	2 734	180	2 554	1 296	162	1 134
Postes de compression	422	19	403	183	14	169
Postes de comptage et autres	502	40	462	388	27	361
	3 658	239	3 419	1 867	203	1 664
En construction	1 108	—	1 108	1 959	—	1 959
	4 766	239	4 527	3 826	203	3 623
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	10 572	901	9 671	9 288	718	8 570
Matériel de pompage	928	121	807	1 092	108	984
Réservoirs et autres	2 521	286	2 235	3 034	228	2 806
	14 021	1 308	12 713	13 414	1 054	12 360
En construction	1 434	—	1 434	1 826	—	1 826
	15 455	1 308	14 147	15 240	1 054	14 186
Énergie⁵						
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	—	—	—	2 607	654	1 953
Centrales alimentées au gaz naturel – Autres ^{6, 7}	2 696	696	2 000	3 361	1 164	2 197
Centrales hydroélectriques, énergie éolienne et énergie solaire	1 180	245	935	2 417	476	1 941
Stockage de gaz naturel et autres	731	146	585	740	132	608
	4 607	1 087	3 520	9 125	2 426	6 699
En construction	729	—	729	430	—	430
	5 336	1 087	4 249	9 555	2 426	7 129
Siège social	410	130	280	267	82	185
	76 738	22 263	54 475	67 116	22 299	44 817

1 Ces données comprennent Foothills et Venture LP.

2 L'entreprise a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Acquisition de Columbia » pour un complément d'information.

3 Ces données comprennent les actifs de Midstream et les droits miniers au 31 décembre 2016.

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

5 La valeur comptable du secteur de l'énergie au 31 décembre 2016 ne tient pas compte des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, sauf TCPM, car ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

6 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 2016 se sont élevés à respectivement 1 319 millions de dollars et 335 millions de dollars (respectivement 1 341 millions de dollars et 302 millions de dollars en 2015). En 2016, des produits de 212 millions de dollars (235 millions de dollars en 2015; 223 millions de dollars en 2014) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

7 Ces données comprennent Halton Hills, Coolidge, Bécancour, Mackay River et d'autres centrales alimentées au gaz naturel.

Keystone XL

Au 31 décembre 2016, la société a examiné sa participation résiduelle dans le projet d'oléoduc Keystone XL et dans les projets connexes d'une valeur comptable de 526 millions de dollars (621 millions de dollars en 2015) et n'a décelé aucun événement ni changement de situation indiquant que la valeur comptable ne pourrait pas être recouvrée.

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, notamment le terminal de Keystone à Hardisty (le « TKH ») 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 de dépréciation tient compte d'un montant de 77 millions de dollars (56 millions de dollars après les impôts) au titre de certains frais d'annulation qui seront engagés si le projet est finalement abandonné.

Au 31 décembre 2015, la juste valeur estimative de 621 millions de dollars comprenait un montant de 463 millions de dollars ayant trait à des immobilisations corporelles. La juste valeur de ces actifs était fondée sur le prix qui aurait été reçu à la vente des immobilisations corporelles dans leur état au 31 décembre 2015. Les principales hypothèses utilisées dans l'établissement du prix de vente comprennent une période de sortie estimative de deux ans et la faiblesse actuelle du marché de l'énergie. Plusieurs prix de vente possibles fondés sur les divers marchés où peuvent être vendus ces actifs sont considérés dans le cadre de l'évaluation.

Au 31 décembre 2015, un montant de 158 millions de dollars afférent aux actifs liés aux terminaux, y compris le TKH, a été inclus dans la juste valeur de 621 millions de dollars. Cette juste valeur a été établie à l'aide d'une méthode de l'actualisation des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie prévus ont été actualisés à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque pour déterminer la juste valeur.

Ces techniques d'évaluation ont nécessité le recours à des données non observables. De ce fait, la juste valeur avait été classée dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs au 31 décembre 2015. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la hiérarchie des justes valeurs.

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. 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.

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2016	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	
		2016	2015	2014	2016	2015
Gazoducs – Canada						
TQM	50,0 %	12	12	12	71	72
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ¹	50,0 %	92	85	76	597	664
Iroquois ²	50,0 %	54	51	43	309	238
Millennium ³	47,5 %	33	—	—	295	—
Pennant Midstream ³	47,0 %	6	—	—	246	—
Autres	Divers	29	26	24	93	31
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁴	60,0 %	(3)	—	—	255	—
Autres ⁵	Divers	—	5	8	28	42
Pipelines de liquides						
Grand Rapids	50,0 %	(1)	—	—	876	542
Autres	Divers	—	—	—	39	16
Énergie						
Bruce Power ^{6,7}	48,5 %	293	249	314	3 356	4 200
Portlands Energy	50,0 %	33	30	36	313	321
ASTC Power Partnership	50,0 %	(37)	(23)	8	—	21
Autres	Divers	3	5	1	66	67
		514	440	522	6 544	6 214

- 1 Au 31 décembre 2016, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établissait à 116 millions de dollars US (117 millions de dollars US en 2015) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- 2 Suivant l'acquisition d'une participation additionnelle de 4,87 % le 31 mars 2016 et de 0,65 % le 1^{er} mai 2016, TCPL détient une participation de 50,0 % dans Iroquois. Avant ces acquisitions, la participation de TCPL était de 44,5 %. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 3 Les gazoducs ont été obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia. Les résultats reflètent la quote-part du bénéfice à compter de la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2016.
- 4 TCPL détient une participation de 60,0 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation.
- 5 Ces données comprennent la quote-part du bénéfice revenant à TCPL tiré de TransGas, de Gas Pacifico et d'INNERGY. En novembre 2014, la société a vendu sa participation dans Gas Pacifico et INNERGY.
- 6 Du fait de l'accroissement de la participation de TCPL dans Bruce Power L.P. (« Bruce B ») et du regroupement de Bruce Power A L.P. (« Bruce A ») et de Bruce B (afin de former Bruce Power) en décembre 2015, TCPL détient une participation de 48,5 % dans Bruce Power. Avant l'acquisition et le regroupement, la société suivait la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour sa participation de 48,9 % dans Bruce A et celle de 31,6 % dans Bruce B. TCPL continue de suivre la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation en ce qui concerne Bruce Power. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 7 Au 31 décembre 2016, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 942 millions de dollars (973 millions de dollars en 2015) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.

Le 7 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 le droit de 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, en date du 31 mars 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.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont établies à 1 571 millions de dollars (802 millions de dollars en 2015; 738 millions de dollars en 2014), dont une tranche de 727 millions de dollars (9 millions de dollars en 2015; 12 millions de dollars en 2014) représentait des remboursements de capital et est incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Le remboursement de capital correspondait principalement aux distributions reçues de Bruce Power en 2016 au titre de son programme de financement. Au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, le bénéfice non réparti des participations comptabilisées à la valeur de consolidation se chiffrait à 198 millions de dollars et à 551 millions de dollars, respectivement .

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont établis à 765 millions de dollars (493 millions de dollars en 2015; 256 millions de dollars en 2014) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Bénéfice			
Produits	4 336	4 337	4 814
Charges d'exploitation et autres charges	(3 143)	(3 254)	(3 489)
Bénéfice net	1 080	1 046	1 264
Bénéfice net attribuable à TCPL	514	440	522
aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)		2016	2015
Bilan			
Actif à court terme		1 669	1 530
Actif à long terme		15 853	13 190
Passif à court terme		(1 120)	(1 370)
Passif à long terme		(5 867)	(3 116)

10. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TCPL qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains, les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis et certains projets de pipelines de liquides au Canada. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les décisions tarifaires des organismes de réglementation, pourvu que les tarifs établis 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 comptabilisés à l'état des résultats lorsque les montants connexes sont inclus dans les tarifs des services et qu'ils sont recouverts auprès des clients ou leur sont remboursés.

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 de la société sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

En avril 2016, l'ONÉ a avalisé la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2016 et 2017 pour le réseau de NGTL. Les modalités de ce règlement de deux ans prévoient un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, le maintien des taux d'amortissement de 2015, 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 %, le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration fondé sur la progression des coûts réels de 2014 et un traitement de transfert de tous les autres coûts.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2014 rendent compte des modalités de la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2013-2014. Ce règlement prévoyait des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et le maintien des taux d'amortissement de 2013. L'écart entre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration prévus dans le règlement et les coûts réels sont imputables à TCPL.

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 à long terme (« CALT ») et le compte d'ajustement provisoire 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. Un examen des droits devra être déposé pour la période de 2018 à 2020.

Les résultats de 2014 du réseau principal au Canada reflètent les modalités de la décision de 2013 de l'ONÉ. La décision établissait un RCA de 11,5 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et prévoyait des mécanismes permettant d'appliquer les droits fixes par le truchement d'un CALT; elle prévoyait aussi l'établissement d'un compte des ajustements de stabilisation des droits (« CASD ») pour recueillir le surplus ou le manque à gagner entre les produits et le coût du service pour chaque année comprise dans la période de cinq ans d'application de la décision. La décision de 2013 de l'ONÉ donnait par ailleurs la possibilité de produire des revenus incitatifs en haussant les produits et en abaissant les coûts.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs 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 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.

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.

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 ne pourront, aux termes du règlement de septembre 2016, déposer une demande de changement ou de modification des tarifs afférents au nouveau règlement 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

Great Lakes est exploitée conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en novembre 2013. Aux termes de ce règlement, Great Lakes doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1^{er} janvier 2018.

Établissements réglementés au Mexique

Les établissements 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)	2016	2015	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	861	894	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	47	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	382	210	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	37	54	1-13
Autres	74	64	s.o.
	1 355	1 269	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	33	85	
	1 322	1 184	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	47	32	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	180	—	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁵	141	147	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁶	659	231	45
Coûts de cessation d'exploitation de pipelines	541	285	s.o.
Compte d'ajustement provisoire ⁶	451	456	14
Coût de retrait des installations ⁷	226	36	s.o.
Autres	54	16	s.o.
	2 299	1 203	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 14)	178	44	
	2 121	1 159	

1 Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.

2 Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvées par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile suivante.

3 Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients dans la tarification future. Les soldes sont exclus de la base tarifaire et ils ne produisent aucun rendement sur le capital investi.

4 Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.

5 Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients, aux termes des tarifs approuvés par la FERC dans le cadre d'un règlement tarifaire de 1997, pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires 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 106 millions de dollars afférent au solde du passif réglementaire qui s'est accumulé entre janvier 2007 et juillet 2016 sera réglé par le remboursement d'ANR d'un montant de 53 millions de dollars à ses clients et par l'amortissement d'un montant de 53 millions de dollars par ANR sur une période de trois ans qui a commencé le 1^{er} août 2016. Le règlement du reliquat de 41 millions de dollars accumulé avant 2007 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

6 Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts tout en stabilisant les tarifs au cours de la période de règlement 2015-2030.

7 Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouverts dans les tarifs de certaines 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 2015	3 074	960	4 034
Variations des taux de change	593	185	778
Solde au 31 décembre 2015	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

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 (656 millions de dollars après les impôts) afférente à l'écart d'acquisition de Ravenswood dans le secteur de l'énergie. La charge de dépréciation a été comptabilisée avant le reclassement dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

Au 31 décembre 2016, l'écart d'acquisition de TCPL comprenait une tranche de 573 millions de dollars US (573 millions de dollars US en 2015) liée aux activités de transport de gaz naturel de Great Lakes. En 2015, la quote-part de cet écart d'acquisition (déduction faite des participations sans contrôle) revenant à TCPL s'est accrue de 143 millions de dollars US pour atteindre 386 millions de dollars US par suite d'une charge de dépréciation de 199 millions de dollars US en 2015 qu'a comptabilisée TC PipeLines, LP au titre de l'écart d'acquisition de sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. Sur une base consolidée, la valeur comptable de la participation de TCPL dans Great Lakes était proportionnellement moindre comparativement à la participation de 46,45 % détenue par le truchement de TC PipeLines, LP. Par conséquent, la juste valeur estimative de Great Lakes a été supérieure à la valeur comptable consolidée par TCPL de la participation et aucune dépréciation n'a été comptabilisée en 2015.

Au 31 décembre 2016, 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 lors de sa plus récente évaluation. 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 l'évolution de l'écoulement du gaz naturel sur le marché outre l'évolution de l'opinion qu'a la société à l'égard de solutions de rechange à l'utilisation accrue de Great Lakes. Bien que l'évolution des conditions de marché et d'autres facteurs propres à la performance financière à long terme de Great Lakes soient demeurés relativement stables, il existe un risque que des réductions des flux de trésorerie prévisionnels futurs ou des modifications défavorables d'autres hypothèses importantes pourraient donner lieu à une dépréciation future visant une partie du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes.

Au 31 décembre 2016, la juste valeur estimative d'ANR 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 concernant la capacité d'ANR de créer de la valeur à long terme sont tributaires des valeurs tendanciennes quant à ses services de stockage, de la croissance persistante de son portefeuille d'actifs et de l'issue favorable d'instances tarifaires futures. La société a réduit les flux de trésorerie prévisionnels à long terme de cette unité d'exploitation, en regard des chiffres utilisés pour les tests de dépréciation antérieurs, ce qui reflète par conséquent l'évolution persistante du contexte commercial. Il existe un risque que des réductions continues des flux de trésorerie prévisionnels futurs et des modifications défavorables d'autres hypothèses importantes pourraient donner lieu à une dépréciation future visant une partie du solde de l'écart d'acquisition pour ANR. Au 31 décembre 2016, le solde de l'écart d'acquisition pour ANR s'élevait à 1,9 milliard de dollars US (1,9 milliard de dollars US en 2015).

12. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Projets d'investissement en cours d'aménagement	2 094	1 814
Actifs d'impôts reportés (note 16)	313	9
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	189	18
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 24)	133	168
CAE	—	220
Contrats de location payés d'avance ¹	—	230
Prêts et avances ¹	—	159
Autres	218	478
	2 947	3 096

¹ Aux 31 décembre 2016 et 2015, TCPL détenait un billet à recevoir de respectivement 165 millions de dollars (123 millions de dollars US) et de 214 millions de dollars (154 millions de dollars US) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. Au 1^{er} novembre 2016, tous les actifs de Ravenswood, y compris les contrats de location payés d'avance et le billet à recevoir, avaient été classés dans les actifs destinés à la vente (note 6). La tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme était de 55 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2015.

Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016			2015		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	—	—	—	585	390	195
Sundance A	—	—	—	225	200	25
	—	—	—	810	590	220

Le 7 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 le droit de 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 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. 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 et en 2014) a été inscrite à l'état consolidé des résultats, avant que ces CAE ne soient résiliées.

13. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2016		2015	
	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	509	0,9 %	697	0,8 %
En dollars US (197 \$ US en 2016; 376 \$ US en 2015)	265	0,5 %	521	1,1 %
	774		1 218	

Au 31 décembre 2016, les billets à payer comprennent le papier commercial émis par la société, TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») et TransCanada PipeLines USA Limited (« TCPL USA »).

En décembre 2016, Columbia a obtenu une nouvelle facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US. Au 31 décembre 2016, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 11,1 milliards de dollars (8,9 milliards de dollars en 2015). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

au 31 décembre 2016	exercices clos les 31 décembre			(en millions de dollars canadiens)			
	2016	2015	2014				
Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Description	Échéance	Coût de maintien		
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada et utilisée à des fins générales	Décembre 2021	6	6	6
2 milliards de dollars US	2 milliards de dollars US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL aux États-Unis	Décembre 2017	1	—	—
1 milliard de dollars US	0,9 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable, utilisée à des fins générales par TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2017	1	3	2
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	Columbia	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable émise pour être utilisée à des fins générales de Columbia et pour assurer des liquidités additionnelles, garantie par TCPL	Décembre 2017	—	—	—
0,5 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TAIL, garantie par TCPL	Décembre 2017	2	2	1
2,1 milliards de dollars	0,7 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Appui de l'émission de lettres de crédit et accès à des liquidités supplémentaires	À vue	—	—	—

Au 31 décembre 2016, 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 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars en 2015).

14. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Fournisseurs	2 443	1 506
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	607	926
Actions non rachetées de Columbia	317	—
Passifs réglementaires (note 10)	178	44
Autres	331	185
	3 876	2 661

15. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	330	625
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	448	380
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	108	109
Garanties (note 27)	82	26
Autres	215	120
	1 183	1 260

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Exigibles			
Canada	117	45	104
Pays étrangers	40	92	42
	157	137	146
Reportés			
Canada	97	33	307
Pays étrangers	95	(135)	377
	192	(102)	684
Charge d'impôts	349	35	830

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Canada	304	(623)	1 146
Pays étrangers	618	(482)	1 678
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	922	(1 105)	2 824

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	922	(1 105)	2 824
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	27 %	26 %	25 %
Charge d'impôts prévue (recouvrement d'impôts prévu)	249	(287)	706
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	81	159	129
Différence des taux d'imposition étrangers	(196)	14	25
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(68)	(56)	(38)
Charges de dépréciation d'actifs ¹	242	170	—
Montants non déductibles	18	—	—
Modifications du taux d'imposition et de la législation fiscale	—	34	—
Autres	23	1	8
Charge d'impôts réelle	349	35	830

¹ Déduction faite d'un montant de 112 millions de dollars (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)	2016	2015
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	2 049	1 325
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	1 168	916
Montants reportés réglementaires et autres	277	231
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	446	589
Instruments financiers	34	111
Autres	287	132
	4 261	3 304
Moins : provision pour moins-value ¹	1 336	1 060
	2 925	2 244
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	9 015	6 441
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	905	656
Impôts sur les besoins en produits futurs	198	227
Autres	156	55
	10 274	7 379
Montant net des passifs d'impôts reportés	7 349	5 135

¹ Une augmentation de 276 millions de dollars de la provision pour moins-value a été constatée en 2016 car la société estime plus probable qu'improbable que les avantages fiscaux liés aux pertes de change non réalisées sur la dette à long terme, les pertes non réalisées sur certains actifs dépréciés, certaines pertes d'exploitation et certaines pertes en capital ne se concrétiseront pas.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	313	9
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	7 662	5 144
Montant net des passifs d'impôts reportés	7 349	5 135

Au 31 décembre 2016, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 736 millions de dollars (1 276 millions de dollars en 2015) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2029 à 2036. En outre, la société n'a pas constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital de 654 millions de dollars (75 millions de dollars en 2015) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de 68 millions de dollars en Ontario (57 millions de dollars en 2015), qui échoient de 2027 à 2036.

Au 31 décembre 2016, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 2 545 millions de dollars US (1 617 millions de dollars US en 2015) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2036. La société n'a constaté aucune économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 58 millions de dollars US (néant en 2015) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de remplacement de 37 millions de dollars US (41 millions de dollars US en 2015).

Au 31 décembre 2016, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette inutilisées de 54 millions de dollars US (70 millions de dollars US en 2015) au Mexique, qui échoient en 2024 et en 2025.

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 481 millions de dollars au 31 décembre 2016 (308 millions de dollars en 2015).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2016, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 105 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 164 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2015; versements de 109 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2014).

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)	2016	2015	2014
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	13	13	19
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	3	2	2
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	—	(2)	(8)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	2	1	1
Règlement	(1)	—	—
Caducité des délais de prescription	(2)	(1)	(1)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	15	13	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 2008 inclusivement. La quasi totalité des questions d'impôt fédéral, étatique et local d'importance aux États-Unis a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2011 inclusivement.

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 2016 comprend un montant de néant au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (reprise de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2015; néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2014). Au 31 décembre 2016, 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 2015).

17. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2016		2015	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2017 à 2020	599	10,7 %	599	10,7 %
En dollars US (400 \$ US en 2016 et 2015)	2021	536	9,9 %	553	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2017 à 2046	5 787	4,6 %	5 175	5,3 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (14 517 \$ US en 2016; 14 641 \$ US en 2015)	2017 à 2045	19 521	5,1 %	20 245	4,8 %
Facilité de crédit-relais d'acquisition (2 006 \$ US en 2016) ²	2018	2 693	1,9 %	—	—
		29 136		26 572	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	324	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2016 et 2015)	2023	268	7,9 %	276	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	503	7,4 %	503	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2016 et 2015)	2026	43	7,5 %	44	7,5 %
		914		1 147	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Facilité de crédit-relais d'acquisition (1 695 \$ US en 2016) ²	2018	2 276	1,9 %	—	— %
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 968 \$ US en 2016) ³	2018 à 2045	3 985	3,7 %	—	— %
TC PIPELINES, LP					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (158 \$ US en 2016; 200 \$ US en 2015)	2021	213	1,9 %	277	1,6 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (670 \$ US en 2016 et 2015)	2018	899	1,9 %	927	1,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (694 \$ US en 2016 et 2015)	2021 à 2025	932	4,7 %	957	4,7 %
		2 044		2 161	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (671 \$ US en 2016; 432 \$ US en 2015)	2021 à 2026	901	7,2 %	597	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (65 \$ US en 2016; 75 \$ US en 2015)	2019	87	1,6 %	104	1,4 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2016 et 2015)	2020 à 2035	335	5,6 %	346	5,6 %
		422		450	

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2016		2015	
		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 (278 \$ US en 2016; 297 \$ US en 2015)	2018 à 2030	373	7,7 %	411	7,8 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang non garantis ⁴					
En dollars US (52 \$ US en 2016; 69 \$ US en 2015)	2018	70	6,0 %	96	6,1 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (10 \$ US en 2016)	2019	13	1,9 %	—	—
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (12 \$ US en 2016; 16 \$ US en 2015)	2017	16	4,0 %	22	4,0 %
		29		22	
		40 150		31 456	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an					
		1 838		2 547	
		38 312		28 909	

- 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 Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») majoré d'une marge applicable. Le produit de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis sera affecté au remboursement d'une grande partie de ces facilités.
- 3 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.
- 4 Garantis au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2016, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2017	2018	2019	2020	2021
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 838	8 941	1 742	2 762	2 165

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre 2016 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					
	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
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 US	4,63 %
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 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	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 %
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 la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis sera affecté au remboursement de ces facilités.

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 2016 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 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	Déventures	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 %
	Juin 2014	Déventures	125	11,10 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450	5,65 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Déventures	225	12,20 %
	Juin 2014	Déventures	53	11,20 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

¹ Le produit de l'émission d'actions ordinaires réalisé en novembre 2016 et le remboursement par TransCanada du billet à escompte de la société ont été affectés au remboursement partiel de la facilité de crédit-relais d'acquisition. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires » et à la note 29 « Transactions avec des parties liées ».

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)	2016	2015	2014
Intérêts sur la dette à long terme	1 765	1 487	1 317
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	180	116	70
Intérêts sur la dette à court terme	56	44	52
Intérêts capitalisés	(176)	(280)	(259)
Amortissement et autres charges financières ¹	102	31	55
	1 927	1 398	1 235

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 1 757 millions de dollars en 2016 (1 295 millions de dollars en 2015; 1 160 millions de dollars en 2014) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des intérêts capitalisés.

18. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2016		2015	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
En dollars US (1 000 \$ US en 2016 et 2015) ¹	2067	1 342	6,4 %	1 382	6,4 %
En dollars US (742 \$ US en 2016 et en 2015) ^{1,2}	2075	996	5,5 %	1 027	5,3 %
En dollars US (1 186 \$ US en 2016) ^{1,2}	2076	1 593	6,2 %	—	—
		3 931		2 409	

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 (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie constituent des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En août 2016, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2016-A (les « billets de fiducie ») 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 de TCPL 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.

En mai 2015, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 750 millions de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,625 % 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 750 millions de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045 au TIOL de trois mois majoré de 3,778 % par année; il sera ajusté à compter de mai 2045 jusqu'en mai 2075 au TIOL de trois mois majoré de 4,528 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, 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 les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échoient en mai 2067 et portent intérêt au taux fixe de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au TIOI de trois mois, majoré de 2,21 %. TCPL peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une période allant jusqu'à dix ans sans que cela ne donne lieu à un manquement à ses obligations ni à un paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés de rang inférieur. TransCanada et TCPL ne seraient toutefois pas autorisées à verser des dividendes pendant la période de report. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du remboursement. À la survenance de certains événements, les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables plus tôt au gré de la société, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement ou pour un montant déterminé par une formule spécifiée conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

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)	2016	2015
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 596	1 590
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System	130	127
	1 726	1 717

Les participations sans contrôle de la société présentées dans l'état consolidé des résultats s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	215	(13)	136
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System	20	19	15
Participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	17	—	—
	252	6	151

En 2016, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 72,0 % à 73,2 % 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 2015, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP variait de 71,7 % à 72,0 % et en 2014, elle variait de 71,1 % à 71,7 %.

Le 1^{er} juillet 2016, TCPL a acquis Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle de 53,5 % dans CPPL. Le 1^{er} novembre 2016, TCPL a annoncé la conclusion d'une entente en vue d'acquérir, contre un montant en trésorerie, toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public. L'acquisition devrait se concrétiser au premier trimestre de 2017 sous réserve de l'obtention de l'approbation des porteurs de parts de CPPL et des conditions de clôture habituelles.

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 potentiels s'y rattachant ne sont pas de son ressort.

Au 31 décembre 2016, la participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») représentait la participation de 38,3 % (38,3 % en 2015 et en 2014) 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 consulter la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

En 2016, TCPL a reçu des honoraires, au titre de services rendus, de 4,5 millions de dollars de la part de TC Pipelines, LP (4 millions de dollars en 2015 et 3 millions de dollars en 2014) et de 8 millions de dollars de la part de PNGTS (11 millions de dollars en 2015; 8 millions de dollars en 2014).

Au 31 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 à l'état consolidé des résultats

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. Aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer jusqu'à maintenant et ce droit expire un an après la date d'achat de la part.

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 est 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 ne sont pas de son ressort.

20. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2014	757 114	15 205
Émission d'actions ordinaires contre trésorerie	22 365	1 115
En circulation au 31 décembre 2014	779 479	16 320
En circulation au 31 décembre 2015	779 479	16 320
Émission d'actions ordinaires contre trésorerie	79 656	4 661
En circulation au 31 décembre 2016	859 135	20 981

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Le 28 juin 2016, la société a émis à TransCanada 43,3 millions d'actions ordinaires. Le produit d'environ 2,5 milliards de dollars a été affecté au financement de l'acquisition de Columbia.

En novembre 2016, la société a émis 33,6 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada, pour un produit d'environ 2,0 milliards de dollars qui a servi à rembourser une partie de la facilité de crédit-relais d'acquisition.

En décembre 2016, la société a émis 2,8 millions d'actions ordinaires additionnelles en faveur de TransCanada pour un produit de 175 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 privilégiées et des actions ordinaires est assujéti à certaines limites. Au 31 décembre 2016, la société ne peut verser des dividendes supérieurs à 9,7 milliards de dollars (4,1 milliards de dollars en 2015; 8,7 milliards de dollars en 2014). 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.

Régime d'options sur actions

Certains employés clés, notamment des dirigeants, reçoivent des options sur actions de la part de TransCanada visant l'achat d'actions ordinaires au cours du marché à la date d'attribution. Les droits liés aux options sur actions sont acquis sur trois ans, à compter du premier anniversaire de la date d'attribution et expirent après sept ans.

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	2016	2015	2014
Juste valeur moyenne pondérée	5,67 \$	6,45 \$	5,54 \$
Durée prévue (en années)	5,8	5,8	6,0
Taux d'intérêt	0,7 %	1,1 %	1,8 %
Volatilité ¹	21 %	18 %	17 %
Rendement de l'action	4,9 %	3,7 %	3,8 %
Taux d'extinction	5 %	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.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 15 millions de dollars en 2016 (13 millions de dollars en 2015; 7 millions de dollars en 2014).

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)	2016	2015	2014
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	31	10	21
Juste valeur des actions aux droits acquis	126	91	95
Total des actions aux droits acquis	2,1 millions	2,0 millions	1,7 million

Au 31 décembre 2016, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 86 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 130 millions de dollars.

21. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En mars 2014, TCPL a racheté la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de série Y en circulation moyennant un prix de rachat de 50 \$ l'action pour un paiement brut de 200 millions de dollars.

22. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 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 dans le bénéfice net de pertes actuarielles 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 actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	74	(23)	51
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés 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

exercice clos le 31 décembre 2014 (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	462	55	517
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(373)	97	(276)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(118)	49	(69)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(95)	40	(55)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(146)	44	(102)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	25	(7)	18
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(272)	68	(204)
Autres éléments du résultat étendu	(517)	346	(171)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2014	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	111	(69)	(102)	(206)	(266)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(55)	18	2	(35)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	111	(124)	(84)	(204)	(301)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2014	(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 ³	—	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)

- 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 14 millions de dollars (gains de 306 millions de dollars en 2015; gains de 130 millions de dollars en 2014) et de gains de 3 millions de dollars (néant en 2015 et 2014) respectivement en 2016.
- 3 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 5 millions de dollars (3 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2016. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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
	2016	2015	2014	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(57)	(128)	111	Produits (Énergie)
Intérêts	(14)	(16)	(16)	Intérêts débiteurs
	(71)	(144)	95	Total avant les impôts
	29	56	(40)	Charge (recouvrement) d'impôts
	(42)	(88)	55	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	(22)	(41)	(25)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	6	9	7	Charge d'impôts
	(16)	(32)	(18)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(19)	(19)	(2)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	5	5	—	Charge d'impôts
	(14)	(14)	(2)	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 23 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

23. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans au 31 décembre 2016 (neuf ans en 2015 et en 2014).

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'espérance de vie des anciens employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2016 (12 ans en 2015; 12 ans en 2014). En 2016, la société a passé en charges un montant de 52 millions de dollars (41 millions de dollars en 2015; 37 millions de dollars en 2014) 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)	2016	2015	2014
Régimes PD	111	96	73
Autres régimes d'avantages sociaux	8	6	6
Régimes d'épargne et CD	52	41	37
	171	143	116

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 2016, la société a fourni une lettre de crédit de 20 millions de dollars pour le régime PD canadien (33 million de dollars en 2015; 47 millions de dollars en 2014), pour un total de 233 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2016.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2016, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2017.

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	
	2016	2015	2016	2015
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	2 780	2 658	225	216
Coût des services rendus	107	108	3	3
Intérêts débiteurs	127	115	13	10
Cotisations des employés	4	4	2	—
Prestations versées	(204)	(129)	(16)	(7)
Perte actuarielle (gain actuariel)	111	(57)	(8)	(11)
Acquisition de Columbia	527	—	151	—
Perte sur règlement	2	—	—	—
Variations du taux de change	2	81	2	14
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 456	2 780	372	225
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	2 591	2 398	45	39
Rendement réel des actifs des régimes	227	160	14	(1)
Cotisations de l'employeur ²	111	96	8	6
Cotisations des employés	4	4	2	—
Prestations versées	(204)	(129)	(16)	(7)
Acquisition de Columbia	475	—	294	—
Variations du taux de change	4	62	7	8
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 208	2 591	354	45
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(248)	(189)	(18)	(180)

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 233 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (214 millions de dollars en 2015).

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	
	2016	2015	2016	2015
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	—	—	189	18
Créditeurs et autres	—	—	(7)	(7)
Autres passifs à long terme (note 15)	(248)	(189)	(200)	(191)
	(248)	(189)	(18)	(180)

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	
	2016	2015	2016	2015
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(3 456)	(2 780)	(207)	(198)
Juste valeur des actifs des régimes	3 208	2 591	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(248)	(189)	(207)	(198)

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)	2016	2015
Obligation au titre des prestations constituées	(3 202)	(2 600)
Juste valeur des actifs des régimes	3 208	2 591
Situation de capitalisation – excédent (déficit) des régimes	6	(9)

L'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes susmentionnées comprennent les montants suivants qui sont liés à des régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Obligation au titre des prestations constituées	(990)	(807)
Juste valeur des actifs des régimes	868	680
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(122)	(127)

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
	2016	2015	2016
Titres d'emprunt	31 %	34 %	25 % à 40 %
Titres de participation	63 %	66 %	45 % à 75 %
Autres actifs	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)	2016	2015	Pourcentage des actifs des régimes	
			2016	2015
Titres d'emprunt	9	2	0,2 %	0,1 %
Titres de participation	4	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 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	44	12	2	—	—	34	46	1	2
Titres de participation :										
Canada	388	317	143	147	—	—	531	464	15	17
États-Unis	504	589	476	40	—	—	980	629	27	24
International	39	38	327	300	—	—	366	338	10	13
Mondial	—	—	235	154	—	—	235	154	7	6
Marchés émergents	7	7	137	143	—	—	144	150	4	6
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	192	206	—	—	192	206	5	8
Provincial	—	—	179	202	—	—	179	202	5	8
Municipal	—	—	8	7	—	—	8	7	—	—
Entreprises	—	—	126	113	—	—	126	113	4	4
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	—	—	82	—	—	—	82	—	2	—
État	—	—	41	50	—	—	41	50	1	2
Municipal	—	—	39	—	—	—	39	—	1	—
Entreprises	—	—	188	57	—	—	188	57	5	2
International :										
Gouvernements	—	—	6	—	—	—	6	—	—	—
Entreprises	—	—	21	25	—	—	21	25	1	1
Titres adossés à des créances immobilières	—	—	62	58	—	—	62	58	2	2
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	133	—	133	—	4	—
Infrastructure	—	—	—	—	58	—	58	—	2	—
Fonds de capital- investissement	—	—	—	—	8	14	8	14	—	—
Dépôts	129	123	—	—	—	—	129	123	4	5
	1 089	1 118	2 274	1 504	199	14	3 562	2 636	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)	Fonds de capital-investissement
Solde au 31 décembre 2014	13
Achats et ventes	(1)
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2015	14
Achats et ventes	183
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2016	199

En 2017, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 100 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 51 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 20 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
2017	178	19
2018	183	19
2019	189	20
2020	196	20
2021	200	20
2022 à 2026	1 067	97

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 2016. 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	
	2016	2015	2016	2015
Taux d'actualisation	4,00 %	4,20 %	4,15 %	4,40 %
Taux de croissance de la rémunération	1,20 %	0,50 %	—	—

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		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Taux d'actualisation	4,20 %	4,15 %	4,95 %	4,30 %	4,20 %	5,00 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,70 %	6,95 %	6,90 %	5,95 %	4,60 %	4,60 %
Taux de croissance de la rémunération	0,80 %	3,15 %	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 8 % pour 2017. 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		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Coût des services rendus	107	108	85	3	3	2
Coût financier	127	115	113	13	10	10
Rendement prévu des actifs des régimes	(175)	(155)	(139)	(11)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	20	35	21	2	3	2
Amortissement du coût des services passés	—	2	2	—	1	—
Amortissement de l'actif réglementaire	27	23	18	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	2	2	2
Coût net des avantages constatés	106	128	100	10	18	15

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)	2016		2015		2014	
	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	268	23	247	28	348	39
Coût des prestations au titre des services passés	—	—	—	—	2	1
	268	23	247	28	350	40

La perte nette 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 2017 s'établissent à respectivement 20 millions de dollars et 2 millions de dollars.

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016		2015		2014	
	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	(20)	(2)	(34)	(4)	(21)	(2)
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)	(2)	—
Ajustement de la situation de capitalisation	43	(5)	(67)	(7)	137	9
	23	(7)	(103)	(12)	114	7

24. 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. TCPL a recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence de la volatilité des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- 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 une période précise. La société conclut des contrats d'option pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Risque lié au prix des produits de base

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 :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des 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.
- La société achète une partie du gaz naturel requis pour 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.
- Pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité, la société produit de l'électricité ou achète de l'électricité aux termes de contrats, ce qui réduit par le fait même son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer les risques de prix auxquels elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, en ayant recours à des instruments dérivés.

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 un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une 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 le pipeline ou le terminal de stockage, principalement les actifs de la société, ce qui permet d'accroître l'utilisation de ces actifs ainsi que la valeur de marché de la capacité en question. Les instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables auxquels la société 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, nos résultats et nos flux de trésorerie devraient fluctuer.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des gazoducs des États-Unis, des gazoducs du Mexique, des pipelines de liquides et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, la fluctuation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TCPL. 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, mais il est annulé en partie par la hausse des intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

La société gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à d'autres opérations libellées en dollars US, y compris ceux qui peuvent être attribuables à certains de ses actifs réglementés, en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Les gains ou pertes réalisés sur ces dérivés sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à leur recouvrement de la part des expéditeurs, ou leur paiement à ceux-ci.

La dette de TCPL est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. 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.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

Le tableau suivant présente les montants nominaux et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2016	2015
Montant nominal	26 600 (19 800 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	29 400 (21 900 US)	23 800 (17 200 US)

Instruments dérivés désignés comme couverture de l'investissement net

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)	2016		2015	
	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 2017 à 2019) ²	(425)	2 350 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2017)	(7)	150 US	50	1 800 US
	(432)	2 500 US	(680)	4 950 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Les intérêts débiteurs de 2016 comprennent des gains réalisés nets de 6 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars en 2015) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

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 2016, 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 comptabilisés à la juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. 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 2016, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours de l'exercice.

La concentration du risque de crédit de la société à recevoir d'une contrepartie donnée était de 200 millions de dollars (149 millions de dollars US) et de 248 millions de dollars (179 millions de dollars US) respectivement aux 31 décembre 2016 et 2015. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

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 nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Dans le cas des actifs pipeliniers 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 des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur est évaluée selon l'approche bénéfiques 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 montants à recevoir de sociétés affiliées, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les montants à payer à des sociétés affiliées, 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 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)	2016		2015	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir ¹	165	211	214	265
Dettes à court terme et à long terme ^{2,3} (note 17)	(40 150)	(45 047)	(31 456)	(34 309)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	(3 931)	(3 825)	(2 409)	(2 011)
	(43 916)	(48 661)	(33 651)	(36 055)

- 1 Les billets à recevoir sont inclus dans les actifs destinés à la vente au bilan consolidé au 31 décembre 2016 et dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé au 31 décembre 2015. La juste valeur est calculée en fonction des modalités initiales du contrat.
- 2 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 850 millions de dollars US (850 millions de dollars US en 2015) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 3 Le bénéfice net consolidé de 2016 tient compte de gains non réalisés de 2 millions de dollars (gains de 2 millions de dollars en 2015) 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 850 millions de dollars US au 31 décembre 2016 (850 millions de dollars US en 2015). 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)	2016		2015	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ²	Autres placements restreints ³	Placements restreints en raison de l'ICQF ²	Autres placements restreints ³
Juste valeur ¹				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	—	19	—	26
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	—	117	—	64
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	9	—	—	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	513	—	261	—
Total de la juste valeur au 31 décembre	522	136	261	90
Pertes nettes non réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre	(28)	(1)	—	—

- 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.
- 2 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 ces pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.
- 3 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. Les gains et les pertes non réalisés sur les autres placements restreints sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés sur produits de base a été calculée à l'aide de cours du marché disponibles. 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 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 dérivés ¹
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)

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 2015, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2015 (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	46	—	—	326	372
Change	—	—	65	2	67
Taux d'intérêt	—	1	—	2	3
	46	1	65	330	442
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	11	—	—	126	137
Change	—	—	29	—	29
Taux d'intérêt	—	2	—	—	2
	11	2	29	126	168
Total des actifs dérivés	57	3	94	456	610
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	(112)	—	—	(443)	(555)
Change	—	—	(313)	(54)	(367)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	(2)	(4)
	(113)	(1)	(313)	(499)	(926)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	(31)	—	—	(131)	(162)
Change	—	—	(461)	—	(461)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(32)	(1)	(461)	(131)	(625)
Total des passifs dérivés	(145)	(2)	(774)	(630)	(1 551)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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 2016	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	86 887	182	6	—	—
Ventes ¹	58 561	147	6	—	—
Millions de dollars	—	—	—	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.

au 31 décembre 2015	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Achats ¹	70 331	133	—	—
Ventes ¹	54 382	70	—	—
Millions de dollars	—	—	1 476 US	1 100 US
Dates d'échéance	2016-2020	2016-2020	2016	2016-2019

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ 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 (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base ²	123	(37)
Change	25	(21)
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(204)	(151)
Change	62	(112)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures		
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(167)	(179)
Change	(101)	—
Taux d'intérêt	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 Par suite de l'annonce par la société, le 17 mars 2016, de son intention de vendre ses actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, des pertes de 49 millions de dollars et des gains de 7 millions de dollars (néant en 2015) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées ont été inscrits dans le bénéfice net en 2016 lorsqu'il était probable que l'opération couverte sous-jacente ne se produirait pas en raison d'une vente future.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 22) liés à des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	39	(92)
Taux d'intérêt ³	5	—
	44	(92)
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	57	128
Taux d'intérêt ³	14	16
	71	144
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	—	—

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

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 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.

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 2015:

au 31 décembre 2015 (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	509	(418)	91
Change	96	(93)	3
Taux d'intérêt	5	(1)	4
	610	(512)	98
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(717)	418	(299)
Change	(828)	93	(735)
Taux d'intérêt	(6)	1	(5)
	(1 551)	512	(1 039)

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 2016, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 305 millions de dollars (482 millions de dollars en 2015) et des lettres de crédit de 27 millions de dollars (41 millions de dollars en 2015). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant en 2015) et des lettres de crédit de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2015) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2016.

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 2016, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2015) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2016, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015). 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 identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation.
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 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.

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 2015, est classée comme suit :

au 31 décembre 2015 (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	34	462	13	509
Change	—	96	—	96
Taux d'intérêt	—	5	—	5
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(102)	(611)	(4)	(717)
Change	—	(828)	—	(828)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	(68)	(882)	9	(941)

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 2015.

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)	2016	2015
Solde au début de l'exercice	9	4
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	13	3
Ventes	(3)	(2)
Règlements	(2)	(1)
Transferts du niveau 3	(1)	5
Solde à la clôture de l'exercice¹	16	9

¹ Les produits comprennent des gains non réalisés de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2015) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2016.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2016.

25. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Augmentation des débiteurs	(487)	(19)	(205)
Augmentation des stocks	(87)	(3)	(27)
Augmentation des actifs destinés à la vente	(13)	—	—
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	328	(273)	(386)
Augmentation (diminution) des créiteurs et autres	432	(103)	393
Augmentation des intérêts courus	62	91	36
Augmentation des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	16	—	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	251	(307)	(189)

26. AUTRES ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} janvier 2016, TCPL a réalisé 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.

TC Offshore LLC

Le 1^{er} mars 2016, la société a réalisé la vente de TC Offshore LLC, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts, à la cession qui a été incluse dans la (perte) le gain sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Iroquois Gas Transmission System LP

Le 31 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 %.

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.

Bison Pipeline LLC

En octobre 2014, TCPL a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 215 millions de dollars US.

Gazoducs – Mexique

Gas Pacifico/INNERGY

En novembre 2014, TCPL a vendu ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 30 % dans Gas Pacifico et INNERGY pour un produit brut global de 9 millions de dollars et elle a constaté un gain de 9 millions de dollars (8 millions de dollars après les impôts).

Énergie

Ironwood

Le 1^{er} février 2016, TCPL a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, pour une contrepartie de 653 millions de dollars US en trésorerie, compte tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition. La centrale Ironwood approvisionne le secteur de l'énergie sur le marché énergétique de PJM. 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 sur les produits et le bénéfice net de la société pour chacune des périodes présentées n'est pas significative. Au 31 décembre 2016, Ironwood a été classée dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

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 B et Bruce A 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.

Énergie solaire en Ontario

Dans le cadre d'une convention d'achat conclue en 2011 avec Canadian Solar Solutions Inc., TCPL a réalisé l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en Ontario en contrepartie de 241 millions de dollars en 2014. La totalité de l'électricité produite par les centrales d'énergie solaire est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes de CAE de 20 ans.

Cancarb

En avril 2014, TCPL a vendu Cancarb Limited et son installation connexe de production d'électricité pour un produit brut global de 190 millions de dollars et elle a comptabilisé un gain de 108 millions de dollars (99 millions de dollars après les impôts).

27. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2017	129	5	124
2018	122	4	118
2019	106	2	104
2020	69	2	67
2021	69	1	68
2022 et par la suite	621	3	618
	1 116	17	1 099

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 2016 se sont élevées à 145 millions de dollars (131 millions de dollars en 2015; 114 millions de dollars en 2014).

Les engagements de TCPL au 31 décembre 2016 comprennent des paiements futurs afférents à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. À la clôture de la vente de Ravenswood, les engagements de TCPL devraient diminuer de 54 millions de dollars en 2017 et en 2018, de 35 millions de dollars en 2019 et de 106 millions de dollars en 2022 et par la suite.

TCPL et les sociétés lui étant affiliées 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.

Autres engagements

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 2016, TCPL devait engager, dans le secteur des gazoducs au Canada, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,8 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars en 2015), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets du réseau de gazoducs de NGTL.

Au 31 décembre 2016, TCPL devait engager, dans le secteur des gazoducs aux États-Unis, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,1 milliard de dollars (0,2 milliard de dollars en 2015), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs d'ANR.

Au 31 décembre 2016, TCPL devait engager, dans le secteur des gazoducs au Mexique, des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,1 milliards de dollars (0,2 milliard de dollars en 2015), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs de Sur de Texas, de Tula et de Villa de Reyes au Mexique.

Au 31 décembre 2016, la société devait engager, dans le secteur des pipelines de liquides, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,2 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2015) principalement pour les coûts de construction des pipelines Northern Courier.

Au 31 décembre 2016, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,5 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars en 2015) se rapportant principalement aux coûts de construction pour la centrale de Napanee.

Au 31 décembre 2016, la société devait engager, dans le secteur du siège social, des dépenses totalisant environ 0,2 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars en 2015) se rapportant principalement à une entente 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 2016, la société avait constaté quelque 39 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015; 31 millions de dollars en 2014) 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, hormis la poursuite relativement à l'oléoduc Keystone XL décrite plus loin, n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

En juin 2016, TCPL a présenté une demande d'arbitrage dans le cadre d'un litige l'opposant au gouvernement américain en vertu de la Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre États et ressortissants d'autres États, du Règlement de procédure relatif aux instances de conciliation et d'arbitrage et du chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). Cette réclamation fait suite au refus signifié le 6 novembre 2015 de nous accorder un permis présidentiel pour la construction de l'oléoduc Keystone XL. TCPL a demandé que des dommages-intérêts lui soient versés parce que le gouvernement américain n'a pas respecté les obligations qui lui incombent en vertu de l'ALENA; ces dommages-intérêts se chiffrent à plus de 15 milliards de dollars US, sans compter les intérêts applicables et les coûts de l'arbitrage. Cet arbitrage en est à une étape préliminaire et la probabilité d'une issue favorable et l'incidence qui pourrait en découler sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société demeurent actuellement inconnues.

Garanties

TCPL et son coentrepreneur pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement des obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie de Bruce Power est assortie d'un terme allant jusqu'en 2018.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie, dont Sur de Texas, ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) solidairement 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, dont les conventions d'achat, 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 incluse dans les autres passifs à long terme. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2016		2015	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2040	805	53	—	—
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018	88	1	88	2
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	87	28	139	24
		980	82	227	26

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

28. 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.

En 2016, une provision supplémentaire de 44 millions de dollars avant les impôts a été constatée eu égard aux variations des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Des tranches d'environ 157 millions de dollars et 22 millions de dollars ont été constatées au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2016, respectivement. En 2015, un montant de 58 millions de dollars a été inscrit dans les produits à l'état consolidé des résultats et qui se rapportait à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. De plus, des tranches de 44 millions de dollars et de 22 millions de dollars ont été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires au bilan consolidé aux 31 décembre 2015 et 2016, respectivement, car il est prévu que ces montants seront recouverts par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures, et une tranche de 8 millions de dollars a été capitalisée dans les coûts des projets touchés par la restructuration de l'entreprise en 2015.

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 sous-location	Total
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2015	60	27	87
Charges de restructuration	—	44	44
Paiements au comptant	(24)	(8)	(32)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99

29. TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les sommes suivantes sont incluses dans les montants à recevoir de sociétés affiliées :

(en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2016		2015	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Billets à escompte ¹	Novembre 2016	—	0,9 %	2 376	0,9 %
Facilité de crédit ²	À vue	—	—	100	2,7 %
		—		2 476	

¹ TransCanada a entièrement remboursé les billets à escompte en novembre 2016. Le produit a été affecté au remboursement partiel de la facilité de crédit-relais d'acquisition.

² TCPL a consenti une facilité de crédit non garantie de 3,0 milliards de dollars à TransCanada. Cette facilité est remboursable à vue et est assortie d'un taux d'intérêt qui correspond au taux préférentiel annuel.

En 2016, les intérêts créditeurs et autres incluaient un montant de 19 millions de dollars attribuable à un prêt intersociété consenti à TransCanada (29 millions de dollars en 2015; 37 millions de dollars en 2014).

Au 31 décembre 2016, les débiteurs comprenaient un montant de néant à recevoir de TransCanada (13 millions de dollars au 31 décembre 2015).

Les sommes suivantes sont incluses dans les montants à payer à des sociétés affiliées :

(en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2016		2015	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Facilité de crédit ¹	Décembre 2016	—	—	311	3,5 %
Facilité de crédit ²	À vue	2 358	2,7 %	—	—
		2 358		311	

¹ TransCanada détient une facilité de crédit non garantie de 3,5 milliards de dollars auprès d'une filiale de TCPL. Les intérêts à l'égard de cette facilité correspondent au taux préférentiel annuel.

² TransCanada détient une facilité de crédit non garantie de 3,0 milliards de dollars auprès de TCPL. Les intérêts à l'égard de cette facilité correspondent au taux préférentiel annuel. La facilité de crédit comprend un montant de 1,8 milliard de dollars à payer à TransCanada en lien avec l'acquisition de Columbia. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Acquisition de Columbia » pour un complément d'information.

En 2016, les intérêts débiteurs incluaient un montant de 38 millions de dollars attribuable à un emprunt intersociétés (28 millions de dollars en 2015; 37 millions de dollars en 2014).

Au 31 décembre 2016, les créditeurs et autres comprenaient un montant de 19 millions de dollars à payer à TransCanada (12 millions de dollars au 31 décembre 2015).

En 2016, la société a effectué des paiements d'intérêts de 36 millions de dollars à TransCanada (29 millions de dollars en 2015; 37 millions de dollars en 2014).

30. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Par suite de la mise en vigueur des nouvelles directives du FASB portant sur la consolidation, un certain nombre d'entités que contrôle TCPL sont désormais considérées comme des EDDV. 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. Le tableau suivant présente les actifs et passifs des EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV.

au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	77	54
Débiteurs	71	55
Stocks	25	25
Autres	10	6
	183	140
Immobilisations corporelles	3 685	3 704
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	606	664
Écart d'acquisition	525	541
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
	5 000	5 049
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	80	74
Intérêts courus	21	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	76	45
	177	140
Passifs réglementaires	34	33
Autres passifs à long terme	4	4
Passifs d'impôts reportés	7	—
Dette à long terme	2 827	2 998
	3 049	3 175

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 :

au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 964	5 410
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	163	227
Risque maximal de perte	5 127	5 637