

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 2015 et 2014 et met en évidence les changements importants survenus entre 2014 et 2013, 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 (COSO) - Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. 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 2015 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise à l'actionnaire.

L'actionnaire a nommé KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés.



Russell K. Girling

Président et
chef de la direction

Le 10 février 2016



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 2015 et au 31 décembre 2014, 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 2015, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION POUR LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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

RESPONSABILITÉ DES AUDITEURS

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

Un audit implique la mise en oeuvre 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 en vue d'exprimer une opinion quant à l'efficacité des contrôles internes 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 2015 et au 31 décembre 2014, 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 2015 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

KPMG S.R.L. / S.ENC.R.L.

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada
Le 10 février 2016

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2013
Produits			
Gazoducs	5 383	4 913	4 497
Pipelines de liquides	1 879	1 547	1 124
Énergie	4 038	3 725	3 176
	11 300	10 185	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	440	522	597
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 250	2 973	2 674
Achats de produits de base revendus	2 237	1 836	1 317
Impôts fonciers	517	473	445
Amortissement	1 765	1 611	1 485
Charges de dépréciation d'actifs (note 7)	3 745	—	—
	11 514	6 893	5 921
(Perte) gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 25)	(125)	117	—
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 16)	1 398	1 235	1 046
Intérêts créditeurs et autres	(192)	(128)	(72)
	1 206	1 107	974
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(1 105)	2 824	2 499
Charge (recouvrement) d'impôts (note 15)			
Exigibles	137	146	43
Reportés	(102)	684	562
	35	830	605
(Perte nette) bénéfice net	(1 140)	1 994	1 894
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 18)	6	151	105
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(1 146)	1 843	1 789
Dividendes sur les actions privilégiées	—	2	20
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 146)	1 841	1 769

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)	2015	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net	(1 140)	1 994	1 894
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	813	517	383
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(372)	(276)	(239)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(57)	(69)	71
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	88	(55)	41
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	51	(102)	67
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	32	18	23
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	47	(204)	234
Autres éléments du résultat étendu (note 21)	602	(171)	580
Résultat étendu	(538)	1 823	2 474
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	312	281	171
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	(850)	1 542	2 303
Dividendes sur les actions privilégiées	—	2	20
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	(850)	1 540	2 283

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)	2015	2014	2013
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
(Perte nette) bénéfice net	(1 140)	1 994	1 894
Amortissement	1 765	1 611	1 485
Charges de dépréciation d'actifs (note 7)	3 745	—	—
Impôts reportés (note 15)	(102)	684	562
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	(440)	(522)	(597)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	576	579	605
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation (note 22)	44	37	50
Perte (gain) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 25)	125	(117)	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(165)	(95)	(19)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	58	74	(35)
Autres	47	22	32
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation (note 24)	(359)	(189)	(334)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 154	4 078	3 643
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(3 918)	(3 489)	(4 264)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(511)	(848)	(488)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	(493)	(256)	(163)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 25)	(236)	(241)	(216)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 25)	—	196	—
Distributions en excédent de la quote-part du bénéfice (note 8)	226	159	128
Montants reportés et autres	324	335	(117)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 608)	(4 144)	(5 120)
Activités de financement			
Billets à payer (remboursés) ou émis, montant net	(1 382)	544	(492)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 045	1 403	4 253
Remboursements sur la dette à long terme	(2 105)	(1 069)	(1 286)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	917	—	—
Avances versées à des sociétés affiliées, montant net	(189)	(694)	(297)
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 446)	(1 345)	(1 286)
Dividendes sur les actions privilégiées	—	(4)	(22)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(224)	(174)	(146)
Actions ordinaires émises	—	1 115	899
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	55	79	384
Rachat d'actions privilégiées (note 20)	—	(200)	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	671	(345)	1 807
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	112	—	28
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	329	(411)	358
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	484	895	537
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	813	484	895

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	813	484
Débiteurs (note 28)	1 401	1 372
Montants à recevoir de sociétés affiliées (note 28)	2 476	2 842
Stocks	323	292
Autres (note 5)	1 353	1 018
	6 366	6 008
Immobilisations corporelles (note 7)	44 817	41 774
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	6 214	5 598
Actifs réglementaires (note 9)	1 184	1 297
Écart d'acquisition (note 10)	4 812	4 034
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	3 185	2 641
Placements restreints	351	63
	66 929	61 415
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 12)	1 218	2 467
Créditeurs et autres (notes 13 et 28)	3 014	2 891
Montants à payer à des sociétés affiliées (note 28)	311	866
Intérêts courus	520	425
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 16)	2 547	1 797
	7 610	8 446
Passifs réglementaires (note 9)	1 159	263
Autres passifs à long terme (note 14)	1 260	1 052
Passifs d'impôts reportés (note 15)	5 144	4 856
Dette à long terme (note 16)	29 037	22 960
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	2 422	1 160
	46 632	38 737
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 19)	16 320	16 320
Émises et en circulation :		
	31 décembre 2015 - 779 millions d'actions	
	31 décembre 2014 - 779 millions d'actions	
Surplus d'apport	210	404
Bénéfices non répartis	2 989	5 606
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(939)	(1 235)
Participations assurant le contrôle	18 580	21 095
Participations sans contrôle (note 18)	1 717	1 583
	20 297	22 678
	66 929	61 415

Engagements, éventualités et garanties (note 26)

Coûts de restructuration (note 27)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 29)

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

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling
Administrateur



Siim A. Vanaselja
Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2013
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	16 320	15 205	14 306
Produit tiré de l'émission d'actions (note 19)	—	1 115	899
Solde à la fin de l'exercice	16 320	16 320	15 205
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	—	194	389
Rachat d'actions privilégiées	—	(194)	(195)
Solde à la fin de l'exercice	—	—	194
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	404	431	400
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	13	7	7
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	6	9	29
Rachat d'actions privilégiées	—	(6)	(5)
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP (note 25)	(213)	(37)	—
Solde à la fin de l'exercice	210	404	431
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	5 606	5 125	4 657
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(1 146)	1 843	1 789
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 471)	(1 360)	(1 301)
Dividendes sur les actions privilégiées	—	(2)	(20)
Solde à la fin de l'exercice	2 989	5 606	5 125
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(1 235)	(934)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu (note 21)	296	(301)	514
Solde à la fin de l'exercice	(939)	(1 235)	(934)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	18 580	21 095	20 021
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 583	1 417	1 036
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	(13)	136	93
Portland Natural Gas Transmission System	19	15	12
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	306	130	66
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	55	79	384
Diminution de la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP	(11)	(14)	(47)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(222)	(180)	(146)
Autres	—	—	19
Solde à la fin de l'exercice	1 717	1 583	1 417
Total des capitaux propres	20 297	22 678	21 438

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, les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie, chacune de ces entreprises proposant des produits et des services différents. La société est une filiale entièrement détenue de TransCanada Corporation (« TransCanada »).

Gazoducs

Le secteur des gazoducs est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 67 300 km (41 900 milles) et d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 250 Gpi³. Ces actifs se situent au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides consiste en des réseaux d'oléoducs détenus en propriété exclusive d'une longueur de 4 247 km (2 639 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 19 centrales électriques et de deux 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 et en Arizona aux États-Unis.

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 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, 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 et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 7);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 9);
- la juste valeur de l'écart d'acquisition (note 10);
- les taux d'amortissement et la juste valeur des actifs incorporels (note 11);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 14);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice (note 15);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22);

- la juste valeur des instruments financiers (note 23);
- la provision au titre des engagements, éventualités et garanties (note 26).

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

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 tarifs s'appliquant aux 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 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 aux 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 taux de rendement du 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 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 ou du pétrole qu'elle transporte ou qu'elle stocke pour des tiers.

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

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 matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange, le combustible et les stocks de gaz naturel, sont 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 la méthode de l'amortissement 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 les intérêts créditeurs et autres charges à l'état consolidé des résultats. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

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.

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 la méthode de l'amortissement 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 des révisions générales de matériel est capitalisé et amorti sur la durée d'utilité estimative de celles-ci. 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 les résultats.

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 la méthode de l'amortissement 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 les résultats.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement 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.

Les coûts de projet liés aux acquisitions sont capitalisés dès que l'acquisition est probable.

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 résultat. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée pour les actifs 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 et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a une perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être récupérable. 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 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'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a une baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur d'un actif. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a une baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société 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 TCPL 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 est inférieure à la 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. La presque totalité des CAE aux termes desquelles TCPL achète de l'électricité sont comptabilisés en tant que contrats de location-exploitation. Les paiements initiaux pour ces CAE ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats, qui viennent à échéance en 2017 et 2020. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en fonction de modalités semblables. Les CAE sous-louées sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et TCPL constate les marges réalisées sur ces dernières en tant que composante des produits d'exploitation.

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'aux 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 aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés au réseau principal au Canada, au réseau de NGTL et à Foothills, qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

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.

La société a comptabilisé des OMHSI visant les installations non réglementées de stockage de gaz naturel et certaines centrales électriques. Puisqu'il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service d'immobilisations 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.

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 la société 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 la méthode de l'amortissement 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 la méthode de l'amortissement 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 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 la méthode de l'amortissement 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 les résultats, 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. 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 a été désignée en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan consolidé à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, 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, peuvent être 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 en tant qu'autres actifs 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 la méthode de l'amortissement 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.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2015

Dérivés et instruments de couverture

En août 2015, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié de nouvelles directives sur l'application d'une exception relative à la portée des achats normaux et des ventes normales dans le cas de certains contrats d'électricité conclus sur des marchés nodaux. Les modifications s'appliquent aux entités qui ont des contrats d'achat ou de vente d'électricité à terme et qui prévoient le transport ou la livraison au sein d'un marché nodal. L'une des parties contractantes paie des frais (ou obtient des crédits) pour le transport de l'électricité. Ces frais ou crédits sont établis en partie en fonction de différences de prix marginal selon le lieu et sont à payer à un exploitant indépendant ou à recevoir de celui-ci. Ces nouvelles directives ont pris effet à la date de leur publication, ont été appliquées de manière prospective et n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Classement au bilan des impôts reportés

En novembre 2015, le FASB a publié de nouvelles directives visant le classement des actifs et passifs d'impôts reportés à titre d'éléments à long terme au bilan. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Toutefois, comme l'adoption anticipée est permise, la société a décidé d'appliquer cette norme de manière rétrospective avec date de prise d'effet au 1^{er} janvier 2015. L'application de ces nouvelles directives simplifiera le processus qu'emploie la société pour déterminer les montants d'impôts reportés, en plus de rationaliser leur présentation. L'application de ces nouvelles directives a donné lieu au reclassement dans les actifs et passifs d'impôts reportés à long terme des actifs d'impôts reportés auparavant comptabilisés dans les autres actifs à court terme et des passifs d'impôts reportés auparavant comptabilisés dans les créditeurs et autres. Les chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives ont été appliquées de manière prospective à compter du 1^{er} janvier 2015. L'application de cette nouvelle norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Ces nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a reporté la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme au 1^{er} janvier 2018 et l'application anticipée de celle-ci n'est pas permise avant le 1^{er} janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : 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 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.

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, 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 entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et leur application sera prospective. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'analyse de la consolidation. Cette norme mise à jour oblige désormais les entités à réévaluer si elles doivent consolider certaines entités légales et elle élimine la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et leur application sera rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

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 relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et leur application sera rétrospective. Ces modifications entraîneront un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt actuellement comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction de leur passif correspondant.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les modifications énoncées dans cette mise à jour, 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 entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et leur application sera prospective. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié des directives qui remplacent l'obligation pour l'acquéreur dans le cadre d'un regroupement d'entreprises de comptabiliser de manière rétrospective les ajustements de période d'évaluation par l'obligation pour l'acquéreur de comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Selon les directives modifiées, l'acquéreur doit comptabiliser, dans les états financiers de la même période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, 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 entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et leur application sera prospective. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2015					
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	5 383	1 879	4 038	—	11 300
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	179	—	261	—	440
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 736)	(478)	(766)	(270)	(3 250)
Achats de produits de base revendus	—	—	(2 237)	—	(2 237)
Impôts fonciers	(349)	(79)	(89)	—	(517)
Amortissement	(1 132)	(266)	(336)	(31)	(1 765)
Charges de dépréciation d'actifs	—	(3 686)	(59)	—	(3 745)
Perte au titre d'actifs destinés à la vente	(125)	—	—	—	(125)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 220	(2 630)	812	(301)	101
Intérêts débiteurs					(1 398)
Intérêts créditeurs et autres					192
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					(1 146)
Dividendes sur les actions privilégiées					—
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires					(1 146)
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	2 466	1 012	376	64	3 918
Projets d'investissement en cours d'aménagement	233	278	—	—	511
	2 699	1 290	376	64	4 429

exercice clos le 31 décembre 2014

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 913	1 547	3 725	—	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	163	—	359	—	522
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 501)	(426)	(919)	(127)	(2 973)
Achats de produits de base revendus	—	—	(1 836)	—	(1 836)
Impôts fonciers	(334)	(62)	(77)	—	(473)
Amortissement	(1 063)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
Gain au titre d'actifs vendus	9	—	108	—	117
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 187	843	1 051	(150)	3 931
Intérêts débiteurs					(1 235)
Intérêts créditeurs et autres					128
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	1 768	1 469	206	46	3 489
Projets d'investissement en cours d'aménagement	368	480	—	—	848
	2 136	1 949	206	46	4 337

exercice clos le 31 décembre 2013

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 497	1 124	3 176	—	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	145	—	452	—	597
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 405)	(328)	(833)	(108)	(2 674)
Achats de produits de base revendus	—	—	(1 317)	—	(1 317)
Impôts fonciers	(329)	(44)	(72)	—	(445)
Amortissement	(1 027)	(149)	(293)	(16)	(1 485)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 881	603	1 113	(124)	3 473
Intérêts débiteurs					(1 046)
Intérêts créditeurs et autres					72
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 499
Charge d'impôts					(605)
Bénéfice net					1 894
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(105)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 789
Dividendes sur les actions privilégiées					(20)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 769
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	1 776	2 286	152	50	4 264
Projets d'investissement en cours d'aménagement	245	243	—	—	488
	2 021	2 529	152	50	4 752

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014
Actif total		
Gazoducs	31 072	27 103
Pipelines de liquides	16 046	16 116
Énergie	15 558	14 197
Siège social	4 253	3 999
	66 929	61 415

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2013
Produits			
Canada - marché intérieur	3 877	3 956	4 659
Canada - exportations	1 292	1 314	997
États-Unis	5 872	4 718	3 029
Mexique	259	197	112
	11 300	10 185	8 797

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014
Immobilisations corporelles		
Canada	19 287	19 191
États-Unis	21 899	20 098
Mexique	3 631	2 485
	44 817	41 774

5. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014
Trésorerie détenue en garantie	585	423
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	442	409
Actifs réglementaires (note 9)	85	16
Actifs destinés à la vente (note 6)	20	—
Autres	221	170
	1 353	1 018

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

Le 18 décembre 2015, la société a signé une entente visant la vente de TC Offshore LLC (« TCO ») à un tiers et elle prévoit que la clôture de la vente se réalisera au début de 2016. De ce fait, au 31 décembre 2015, les actifs et passifs connexes étaient destinés à la vente dans le secteur des gazoducs 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. TCO est une entité réglementée en vertu de la FERC qui exerce ses activités au sein d'ANR. TCO ne représente pas un secteur d'activité ou une région géographique d'importance pour la société. Par conséquent, elle n'était pas considérée comme une activité abandonnée au 31 décembre 2015.

au 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)		2015
Actifs destinés à la vente		
Débiteurs		4
Stocks		1
Autres actifs à court terme		1
Immobilisations corporelles		14
Total des actifs destinés à la vente (compris dans les autres actifs à court terme, note 5)		20
Passifs liés aux actifs destinés à la vente		
Créditeurs et autres		38
Autres passifs à long terme		1
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente (compris dans les créditeurs et autres, note 1.3)		39

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2015			2014		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	9 164	5 966	3 198	9 045	5 712	3 333
Postes de compression	3 433	2 220	1 213	3 423	2 100	1 323
Postes de comptage et autres	499	192	307	458	180	278
	13 096	8 378	4 718	12 926	7 992	4 934
En construction	257	—	257	135	—	135
	13 353	8 378	4 975	13 061	7 992	5 069
Réseau de NGTL						
Pipeline	8 456	3 820	4 636	8 185	3 619	4 566
Postes de compression	2 188	1 404	784	2 055	1 318	737
Postes de comptage et autres	1 096	489	607	1 032	446	586
	11 740	5 713	6 027	11 272	5 383	5 889
En construction	969	—	969	413	—	413
	12 709	5 713	6 996	11 685	5 383	6 302
ANR ¹						
Pipeline	1 449	350	1 099	1 217	227	990
Postes de compression	1 101	187	914	780	140	640
Postes de comptage et autres	977	252	725	737	231	506
	3 527	789	2 738	2 734	598	2 136
En construction	304	—	304	127	—	127
	3 831	789	3 042	2 861	598	2 263
Mexique						
Pipeline	1 296	162	1 134	1 053	104	949
Postes de compression	183	14	169	151	6	145
Postes de comptage et autres	388	27	361	314	20	294
	1 867	203	1 664	1 518	130	1 388
En construction	1 959	—	1 959	1 098	—	1 098
	3 826	203	3 623	2 616	130	2 486
Autres gazoducs						
GTN	2 278	765	1 513	1 842	588	1 254
Great Lakes	2 157	1 155	1 002	1 807	939	868
Foothills	1 606	1 162	444	1 671	1 180	491
Autres ²	2 223	572	1 651	1 800	363	1 437
	8 264	3 654	4 610	7 120	3 070	4 050
En construction	71	—	71	34	—	34
	8 335	3 654	4 681	7 154	3 070	4 084
	42 054	18 737	23 317	37 377	17 173	20 204

Pipelines de liquides						
Keystone						
Pipeline	9 288	718	8 570	7 931	463	7 468
Matériel de pompage	1 092	108	984	964	80	884
Réservoirs et autres	3 034	228	2 806	2 282	144	2 138
	13 414	1 054	12 360	11 177	687	10 490
En construction	1 826	—	1 826	4 438	—	4 438
	15 240	1 054	14 186	15 615	687	14 928
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel - Ravenswood	2 607	654	1 953	2 140	476	1 664
Centrales alimentées au gaz naturel - autres ^{3,4}	3 361	1 164	2 197	3 214	971	2 243
Centrales hydroélectriques, énergie éolienne et énergie solaire ⁵	2 417	476	1 941	2 194	359	1 835
Stockage de gaz naturel et autres	740	132	608	717	118	599
	9 125	2 426	6 699	8 265	1 924	6 341
En construction	430	—	430	149	—	149
	9 555	2 426	7 129	8 414	1 924	6 490
Siège social						
	267	82	185	232	80	152
	67 116	22 299	44 817	61 638	19 864	41 774

¹ La valeur comptable nette d'ANR au 31 décembre 2015 ne tient pas compte de TCO car cet actif a été classé comme étant destiné à la vente. Se reporter à la note 6 pour un complément d'information.

² Ces données comprennent Bison, Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »), North Baja, Tuscarora et Ventures LP.

³ 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 2015 se sont élevés à respectivement 813 millions de dollars et 142 millions de dollars (respectivement 695 millions de dollars et 103 millions de dollars en 2014). En 2015, des produits de 93 millions de dollars (81 millions de dollars en 2014; 78 millions de dollars en 2013) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

⁴ Ces données comprennent Halton Hills, Coolidge, Bécancour, Ocean State Power, Mackay River et d'autres centrales alimentées au gaz naturel.

⁵ Ces données comprennent l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en 2014.

Dépréciation liée à Keystone XL

Au 31 décembre 2015, la société a soumis à un test de dépréciation sa participation dans le projet d'oléoduc Keystone XL et dans les projets connexes, 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) 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 abandonné définitivement.

au 31 décembre 2015 (en millions de dollars canadiens)	Juste valeur	Charge de dépréciation	
	estimative	Avant impôts	Après impôts
Immobilisations corporelles	463	1 460	1 391
Terminaux, y compris le TKH	158	274	219
Actifs incorporels	—	1 150	737
Intérêts capitalisés	—	725	488
Coûts d'annulation futurs	—	77	56
	621	3 686	2 891

La juste valeur estimative de 463 millions de dollars qui a trait à des immobilisations corporelles se fonde sur le prix qui serait reçu à la vente des immobilisations corporelles dans leur état actuel. L'évaluation de la juste valeur de ces actifs se fonde sur une évaluation indépendante. 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.

La juste valeur estimative de 158 millions de dollars des actifs liés aux terminaux, y compris le TKH a été établie à l'aide d'une méthode de l'actualisation des flux de trésorerie comme évaluation de la juste valeur. 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 est classée dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 23 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). Cette charge de dépréciation correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des turbines, laquelle a été déterminée en fonction d'une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché.

8. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2015	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	
		2015	2014	2013	2015	2014
Gazoducs						
Northern Border ^{1,2}		85	76	66	664	587
Iroquois	44,5 %	51	43	41	238	210
TQM	50,0 %	12	12	13	72	73
Autres	Divers	31	32	25	73	68
Pipelines de liquides						
Grand Rapids	50,0 %	—	—	—	542	240
Canaport Energy East Marine Terminal	50,0 %	—	—	—	16	—
Énergie						
Bruce Power ^{3,4}	48,5 %	249	314	310	4 200	3 995
ASTC Power Partnership	50,0 %	(23)	8	110	21	29
Portlands Energy	50,0 %	30	36	31	321	335
Autres	Divers	5	1	1	67	61
		440	522	597	6 214	5 598

¹ Les résultats reflètent la participation de 50,0 % dans Northern Border, car la société a intégralement consolidé les résultats de TC PipeLines, LP. En raison de sa participation de 28,0 % (28,3 % en 2014 et 28,9 % en 2013) dans TC PipeLines LP, la participation effective de TCPL dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 14,0 % au 31 décembre 2015 (14,2 % en 2014 et 14,5 % en 2013).

² Au 31 décembre 2015, 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 117 millions de dollars US (117 millions de dollars US en 2014) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

³ 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, TCPL 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 25 pour un complément d'information.

⁴ Au 31 décembre 2015, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 973 millions de dollars (776 millions de dollars en 2014) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 se sont établies à 802 millions de dollars (738 millions de dollars en 2014; 733 millions de dollars en 2013), dont une tranche de 226 millions de dollars (159 millions de dollars en 2014; 128 millions de dollars en 2013) représentait des remboursements de capital et est incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Le bénéfice non réparti des participations comptabilisées à la valeur de consolidation au 31 décembre 2015 se chiffrait à 198 millions de dollars (551 millions de dollars en 2014; 754 millions de dollars en 2013).

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 se sont établis à 493 millions de dollars (256 millions de dollars en 2014; 163 millions de dollars en 2013) et sont inclus dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation 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)	2015	2014	2013
Bénéfice			
Produits	4 337	4 814	4 989
Charges d'exploitation et autres charges	(3 254)	(3 489)	(3 536)
Bénéfice net	1 046	1 264	1 390
Bénéfice net attribuable à TCPL	440	522	597
aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)		2015	2014
Bilan			
Actif à court terme		1 530	1 412
Actif à long terme		13 190	12 260
Passif à court terme		(1 370)	(1 067)
Passif à long terme		(3 116)	(3 255)

9. 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 en cours d'aménagement au Canada. Les actifs et passifs réglementaires représentent les produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents.

Établissements réglementés au Canada

Le réseau principal au Canada, le réseau de NGTL, Foothills et TQM 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 TCPL 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.

Réseau principal au Canada

En mars 2015, TCPL a remis un dépôt de conformité à l'ONÉ à la suite de la décision RH-001-2014 à l'égard de la demande tarifaire de TCPL pour la période 2015-2030 (la « décision de 2014 de l'ONÉ ») et elle est tenue de déposer un examen des droits pour la période de 2018 à 2020 avant le 31 décembre 2017. En juin 2015, l'ONÉ a approuvé la demande de droits conforme à la décision sans modification et ces droits sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2015.

La décision de 2014 de l'ONÉ a reconnu que la décision de 2013 de l'ONÉ (décrite ci-après) prévoyait des portes de sortie et a approuvé les droits fixes pour la période allant de 2015 à 2020 ainsi que certains paramètres pour une méthode d'établissement des droits jusqu'en 2030. Le règlement conclu avec les expéditeurs et approuvé dans la décision de 2014 de l'ONÉ prévoit 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.

En mars 2013, l'ONÉ a communiqué à la société sa décision de fixer les droits pour la période allant de 2013 à 2017 à des niveaux concurrentiels en prévoyant des droits fixes pour certains services et en accordant un pouvoir discrétionnaire illimité de fixer les prix pour d'autres services (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 donnait par ailleurs la possibilité de produire des revenus incitatifs en haussant les produits et en abaissant les coûts. L'ONÉ a de plus cerné certaines circonstances qui exigeraient qu'une nouvelle demande tarifaire soit déposée avant l'échéance de la période de cinq ans. L'une de ces circonstances s'est produite en 2013 lorsque le solde du CASD est devenu positif. En décembre 2013, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ la demande tarifaire pour la période allant de 2015 à 2030 concernant les droits à l'avenir, y compris le maintien des droits aux termes de la décision de 2013 de l'ONÉ pour 2014.

Réseau de NGTL

En février 2015, l'ONÉ a avalisé la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2015 pour le réseau de NGTL. Les modalités de ce règlement de un an 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 2014 et un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration fondé sur la progression des coûts réels de 2014.

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 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 %. Les écarts entre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration prévus dans le règlement et les coûts réels sont imputables à TCPL. Le règlement comprenait en outre une majoration du taux d'amortissement composé de 3,12 % en 2014.

Énergie Est

Énergie Est est actuellement au stade de développement dans l'attente de l'approbation réglementaire de l'ONÉ. Les droits seront conçus de manière à permettre la récupération des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon l'approbation de l'ONÉ.

Autres gazoducs au Canada

Le modèle d'exploitation de Foothills pour la période de 2014 à 2015 inclusivement prévoit le recouvrement de toutes les composantes coûts transférables des besoins en produits. L'exploitation de TQM est fondée sur un modèle comportant des besoins en produits comprenant des composantes coûts fixes et coûts transférables pour la période de 2014 à 2016 inclusivement. Toute variation entre les coûts réels et ceux inclus dans la composante coûts fixes est imputable à TQM.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs de TCPL aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées 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. La FERC possède également l'autorité de réglementer les tarifs pour le transport de gaz naturel entre les États. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis sont décrits ci-après.

ANR

Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'ANR sont soumis aux tarifs réglementés de la FERC. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR peut accorder des remises ou négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Pipeline Company sont établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en vigueur pendant toutes les périodes à l'étude, à compter de 1997. Le 29 janvier 2016, ANR Pipeline Company a déposé une demande auprès de la FERC en vertu de l'article 4 de la NGA afin d'établir de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet le 1^{er} août 2016, sous réserve de remboursement.

Les tarifs d'ANR Storage Company ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en août 2012. ANR Storage Company doit déposer une demande visant un nouveau barème tarifaire entrant en vigueur au plus tard le 1^{er} juillet 2016.

TCO, autre entité réglementée liée à ANR, a entrepris son exploitation conformément aux tarifs approuvés par la FERC le 1^{er} novembre 2012. Au 31 décembre 2015, les actifs de TCO étaient classés comme étant destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 pour un complément d'information.

Autres gazoducs aux États-Unis

GTN, Great Lakes et Bison sont assujettis à la réglementation de la FERC et ces réseaux sont exploités conformément au barème tarifaire approuvé par la FERC qui prévoit des tarifs maximaux et minimaux pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, chaque pipeline a le droit d'accorder des remises sur les tarifs ou de négocier ces derniers.

Les tarifs de GTN ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en janvier 2012. Le 30 juin 2015, la FERC a approuvé le nouveau règlement de GTN avec ses expéditeurs, lequel satisfait aux obligations de GTN aux termes du règlement de 2012 visant un nouveau barème tarifaire prenant effet le 1^{er} janvier 2016, et a réduit les tarifs visant le réseau principal de 3 % le 1^{er} juillet 2015. En janvier 2016, les tarifs de GTN feront l'objet d'une autre baisse de l'ordre de 10 %, et seront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2019. À moins d'être remplacés par un dossier ou règlement tarifaire ultérieur, les tarifs de GTN baisseront à nouveau, de 8 %, pour la période allant du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2021, lorsque GTN sera tenu d'établir de nouveaux tarifs.

Great Lakes est exploité conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en novembre 2013. Aux termes de ce règlement, Great Lakes est tenu de déposer une demande visant de nouveaux tarifs avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} janvier 2018.

Bison continue d'être exploité selon le barème tarifaire approuvé par la FERC dans le cadre de sa construction initiale et n'est pas tenu de déposer un nouveau dossier tarifaire.

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. En 2014, TCPL a adopté la CATR pour tous ses gazoducs au Mexique. Les tarifs ont été établis conformément à des contrats négociés approuvés par la CRE.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	848	1 001	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	47	4	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	210	236	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ⁵	54	—	1-14
Autres ⁴	110	72	s.o.
	1 269	1 313	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 5)	85	16	
	1 184	1 297	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁵	—	42	1-14
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	32	21	1
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁶	147	117	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁷	231	64	45
Coûts de cessation d'exploitation de pipelines ⁸	285	—	s.o.
Compte d'ajustement provisoire ⁹	456	—	15
Autres ⁴	52	49	s.o.
	1 203	293	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 13)	44	30	
	1 159	263	

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. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 32 millions de dollars inférieurs en 2015 (28 millions de dollars supérieurs en 2014; 76 millions de dollars inférieurs en 2013) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

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. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 26 millions de dollars supérieurs en 2015 (46 millions de dollars inférieurs en 2014; 171 millions de dollars supérieurs en 2013) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

⁴ Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 35 millions de dollars inférieurs en 2015 (2 millions de dollars supérieurs en 2014; 2 millions de dollars supérieurs en 2013) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

⁵ Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL et Foothills 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. Sans l'application de la CATR, les PCGR auraient exigé l'inclusion de ces gains ou pertes non réalisés dans le bénéfice net.

⁶ Selon le dernier règlement tarifaire d'ANR, cette dernière sera tenue de rembourser à ses clients, aux termes d'un plan de remboursement qui sera approuvé par la FERC dans une future instance tarifaire, les montants du fonds en fiducie des avantages postérieurs au départ à la retraite qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Ce passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les droits et le montant de la charge au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite. ANR prévoit que le règlement de ce passif sera établi dans le cadre du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 déposé auprès de la FERC le 29 janvier 2016. Comme la date de conclusion du dossier tarifaire est incertaine, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 30 millions de dollars supérieurs en 2015 (13 millions de dollars supérieurs en 2014; 16 millions de dollars supérieurs en 2013) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

⁷ Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 167 millions de dollars supérieurs en 2015 (418 millions de dollars supérieurs en 2014; 247 millions de dollars inférieurs en 2013) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre de passifs réglementaires.

⁸ Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2015, les pipelines assujettis à la réglementation de l'ONÉ, notamment le réseau principal, le réseau de NGTL, Foothills, Keystone et TQM, sont tenus de mettre de côté les fonds perçus des clients en vue de leur affectation aux futures activités de cessation d'exploitation de pipelines. Ces fonds sont perçus à l'aide d'un mécanisme de supplément et déposés dans des comptes de fiducie. L'obligation de les affecter aux futures activités de cessation d'exploitation de pipelines est comptabilisée à titre de passif réglementaire. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 285 millions de dollars supérieurs en 2015 (néant en 2014 et en 2013) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre de passifs réglementaires.

⁹ Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 456 millions de dollars supérieurs en 2015 (néant en 2014 et en 2013) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre de passifs réglementaires.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

Le montant total des composantes dette et capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction inclus dans l'état consolidé des résultats était de 295 millions de dollars en 2015 (136 millions de dollars en 2014; 37 millions de dollars en 2013).

10. ÉCART D'ACQUISITION

La société a constaté l'écart d'acquisition suivant au titre de ses acquisitions aux États-Unis :

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2014	2 816	880	3 696
Variations des taux de change	258	80	338
Solde au 31 décembre 2014	3 074	960	4 034
Variations des taux de change	593	185	778
Solde au 31 décembre 2015	3 667	1 145	4 812

Au 31 décembre 2015, l'écart d'acquisition de TCPL comprenait une tranche de 573 millions de dollars US (573 millions de dollars US en 2014) liée aux activités de transport de gaz naturel de Great Lakes. La quote-part de cet écart d'acquisition (déduction faite des participations sans contrôle) revenant à TCPL s'établissait à 386 millions de dollars US (243 millions de dollars US en 2014). L'accroissement de la quote-part revenant à TCPL tient à la charge de dépréciation de 199 millions de dollars US 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 est 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.

La juste valeur estimative de Great Lakes dépasse 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 de Great Lakes de créer de la valeur à long terme sur le marché de l'énergie nord-américain se sont ressenties défavorablement 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. De ce fait, la société a réduit les flux de trésorerie prévisionnels de cette unité d'exploitation pour les dix prochaines années, en regard des chiffres utilisés pour les tests de dépréciation antérieurs. 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 Great Lakes.

11. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre	2015	2014
(en millions de dollars canadiens)		
Projets d'investissement en cours d'aménagement	1 814	1 286
CAE	220	272
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 23)	168	93
Prêts et avances ¹	159	167
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	18	14
Actifs et charge d'impôts reportés (note 15)	9	181
Autres	797	628
	3 185	2 641

¹ Aux 31 décembre 2015 et 2014, TCPL détenait un billet à recevoir de respectivement 213 millions de dollars (154 millions de dollars US) et de 213 millions de dollars (184 millions de dollars US) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. 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 et de 46 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2014.

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

aux 31 décembre	2015			2014		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
(en millions de dollars canadiens)						
Sheerness (échéance en 2020)	585	390	195	585	351	234
Sundance A (échéance en 2017)	225	200	25	225	187	38
	810	590	220	810	538	272

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2014 et en 2013). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour 2016 et 2017 est de 52 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour la période de 2018 à 2020.

12. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2015		2014	
	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	697	0,8 %	1 540	1,2 %
En dollars US (376 \$ US en 2015; 800 \$ US en 2014)	521	1,1 %	927	0,7 %
	1 218		2 467	

Au 31 décembre 2015, les billets à payer comprennent le papier commercial émis par TCPL, TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») et TransCanada Power Marketing Ltd. (« TPCM »). En novembre 2015, la facilité de crédit de TAIL est passée de 1,0 milliard de dollars US à 1,5 milliard de dollars US. Par la suite, TAIL et TPCM sont devenues co-emprunteurs aux termes de la facilité de crédit et co-émetteurs dans le cadre du programme de papier commercial connexe. Parallèlement, la facilité de crédit de TCPL USA est passée de 1,0 milliard de dollars US à 0,5 milliard de dollars US. En décembre 2015, TCPL a obtenu une nouvelle facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US et mis en place un programme de papier commercial connexe.

Au 31 décembre 2015, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 8,9 milliards de dollars (6,7 milliards de dollars en 2014). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtees par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

au 31 décembre 2015					exercices clos les 31 décembre			
					2015	2014	2013	
Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Description	Échéance	Coût de maintien			
						(en millions de dollars canadiens)		
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de TCPL	Décembre 2020	6	6	4	
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de TCPL	Décembre 2016	—	—	—	
0,5 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2016	3	2	1	
1,5 milliard de dollars US	1,5 milliard de dollars US	TAIL/TCPM	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de TAIL/TCPM, garantie par TCPL	Décembre 2016	2	1	—	
1,7 milliard 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 2015, 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 (0,4 milliard de dollars en 2014).

13. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)		
	2015	2014
Fournisseurs	1 506	1 624
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	926	749
Dividendes à payer	370	345
Passifs réglementaires (note 9)	44	30
Passifs liés aux actifs destinés à la vente (note 6)	39	—
Autres	129	143
	3 014	2 891

14. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)		
	2015	2014
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	625	411
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	380	444
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	109	98
Garanties (note 26)	26	20
Autres	120	79
	1 260	1 052

15. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2013
Exigibles			
Canada	45	104	27
Pays étrangers	92	42	16
	137	146	43
Reportés			
Canada	33	307	239
Pays étrangers	(135)	377	323
	(102)	684	562
Charge d'impôts	35	830	605

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2013
Canada	(623)	1 146	1 201
Pays étrangers	(482)	1 678	1 298
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(1 105)	2 824	2 499

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2013
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(1 105)	2 824	2 499
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	26,0 %	25,0 %	25,0 %
Charge d'impôts prévue (recouvrement d'impôts prévu)	(287)	706	625
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	159	129	(13)
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs	14	25	33
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(56)	(38)	(28)
Modifications du taux d'imposition et de la législation fiscale	34	—	(25)
Charges de dépréciation d'actifs ¹	170	—	—
Autres	1	8	13
Charge d'impôts réelle	35	830	605

¹ L'incidence sur la dépréciation d'actifs est présentée déduction faite d'un montant de 311 millions de dollars imputable aux taux d'imposition étrangers supérieurs.

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014
Actifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés	916	—
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 325	1 344
Montants reportés réglementaires et autres	231	236
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	589	140
Instruments financiers	111	104
Autres	132	146
	3 304	1 970
Moins : provision pour moins-value ¹	1 060	125
	2 244	1 845
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	6 441	5 548
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	656	648
Impôts sur les besoins en produits futurs	227	253
Autres	55	71
	7 379	6 520
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 135	4 675

¹ Une augmentation de 935 millions de dollars de la provision pour moins-value a été constatée en 2015 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 et les pertes non réalisées sur certains actifs dépréciés 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)	2015	2014¹
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	9	181
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	5 144	4 856
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 135	4 675

¹ Du fait de l'application rétrospective des directives sur la présentation des impôts reportés, au bilan consolidé au 1^{er} janvier 2015, la société a reclassé les actifs d'impôts reportés exigibles au 31 décembre 2014, d'un montant de 427 millions de dollars, et les passifs d'impôts reportés exigibles, d'un montant de 4 millions de dollars, dans les actifs et passifs d'impôt reportés non courants.

Au 31 décembre 2015, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 276 millions de dollars (1 131 millions de dollars en 2014) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2026 à 2035. La société dispose également de crédits d'impôts minimums de 57 millions de dollars en Ontario (50 millions de dollars en 2014), qui échoient de 2016 à 2035.

Au 31 décembre 2015, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 1 617 millions de dollars US (2 267 millions de dollars US en 2014) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2029 à 2034. La société dispose également de crédits d'impôts minimums de remplacement de 41 millions de dollars US (26 millions de dollars US en 2014).

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 308 millions de dollars au 31 décembre 2015 (236 millions de dollars en 2014).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2015, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 164 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 109 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2014; versements de 206 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2013).

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	2015	2014	2013
(en millions de dollars canadiens)			
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	13	19	45
Augmentations brutes - positions fiscales d'exercices antérieurs	2	2	3
Diminutions brutes - positions fiscales d'exercices antérieurs	(2)	(8)	(28)
Augmentations brutes - positions fiscales de l'exercice à l'étude	1	1	2
Caducité des délais de prescription	(1)	(1)	(3)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	13	13	19

TCPL a comptabilisé un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice d'environ 25 millions de dollars en raison de la promulgation de certaines lois fiscales fédérales canadiennes en juin 2013.

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 2007 inclusivement. La quasi totalité des questions d'impôt fédéral, étatique et local d'importance aux États-Unis a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2010 inclusivement.

TCPL impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2015 comprend la reprise de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2014; néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2013). Au 31 décembre 2015, la société avait constaté 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2014).

16. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2015		2014	
		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 %	749	10,9 %
En dollars US (400 \$ US en 2015 et 2014)	2021	554	9,9 %	464	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2016 à 2041	5 192	5,3 %	4 048	5,7 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (14 723 \$ US en 2015; 13 526 \$ US en 2014)	2016 à 2045	20 340	4,8 %	15 655	5,0 %
		26 685		20 916	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA ²	2016 à 2024	325	11,5 %	325	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2015 et 2014)	2023	277	7,9 %	232	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2015 et 2014)	2026	45	7,5 %	38	7,5 %
		1 151		1 099	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2015 et 2014)	2021 à 2025	598	8,9 %	502	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (75 \$ US en 2015)	2019	104	1,4 %	—	—
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2015; 325 \$ US en 2014)	2020 à 2035	346	5,6 %	377	5,5 %
		450		377	
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (200 \$ US en 2015; 330 \$ US en 2014)	2017	277	1,6 %	383	1,4 %
Facilité à terme non garantie					
En dollars US (500 \$ US en 2015 et en 2014)	2018	692	1,6 %	580	1,4 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (170 \$ US en 2015)	2018	235	1,6 %	—	—
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (698 \$ US en 2015; 350 \$ US en 2014)	2021 à 2025	967	4,7 %	405	4,7 %
		2 171		1 368	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (297 \$ US en 2015; 316 \$ US en 2014)	2018 à 2030	411	7,8 %	367	7,8 %

TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY

Billets de premier rang garantis

En dollars US (16 \$ US en 2015; 20 \$ US en 2014)	2017	22	4,0 %	23	4,0 %
--	------	-----------	--------------	----	-------

PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEMBillets de premier rang garantis³

En dollars US (69 \$ US en 2015; 90 \$ US en 2014)	2018	96	6,1 %	105	6,1 %
--	------	-----------	--------------	-----	-------

		31 584		24 757	
--	--	---------------	--	--------	--

Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an

		2 547		1 797	
--	--	--------------	--	-------	--

		29 037		22 960	
--	--	---------------	--	--------	--

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 Les débentures émises par NGTL, d'un montant de 225 millions de dollars, sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger périodiquement le remboursement d'un maximum de 8 % du montant en capital alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés à certaines dates de remboursement données. Aucun remboursement n'a eu lieu en 2015 ou en 2014.

³ 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 2015, 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)	2016	2017	2018	2019	2020
Remboursements de capital sur la dette à long terme	2 547	2 150	3 379	1 228	1 801

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 2015 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Novembre 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 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2023	625 US	3,75 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2043	625 US	5,00 %
	Juillet 2013	Billets de premier rang non garantis	Juin 2016	500 US	Variable
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Juillet 2023	450	3,69 %
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Novembre 2041	300	4,55 %
	Janvier 2013	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2016	750 US	0,75 %
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 %
	Juillet 2013	Facilité à terme non garantie	Juillet 2018	500 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2015	Emprunt à terme non garanti	Juin 2019	75 US	Variable

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 2015 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Août 2015	Débetures	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	Débetures	125	11,10 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450	5,65 %
	Août 2013	Billets de premier rang non garantis	500 US	5,05 %
	Juin 2013	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,00 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Juin 2014	Débetures	53	11,20 %

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)	2015	2014	2013
Intérêts sur la dette à long terme	1 487	1 317	1 216
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	116	70	65
Intérêts sur la dette à court terme	44	52	73
Intérêts capitalisés	(280)	(259)	(287)
Amortissement et autres charges financières ¹	31	55	(21)
	1 398	1 235	1 046

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 1 295 millions de dollars en 2015 (1 160 millions de dollars en 2014; 1 047 millions de dollars en 2013) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des intérêts capitalisés.

17. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2015		2014	
		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 2015 et 2014) ¹	2067	1 384	6,4 %	1 160	6,5 %
En dollars US (750 \$ US en 2015) ¹	2075	1 038	5,3 %	—	—
		2 422		1 160	

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.

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 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 taux interbancaire offert à Londres (TIOL) de trois mois, majoré de 2,21 %. La société 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. La société ne serait toutefois pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de la société 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.

En mai 2015, TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL, a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets ») 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. 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 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. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TCPL puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie constituent des créances de TCPL.

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.

18. 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)	2015	2014
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 590	1 479
Participation sans contrôle dans PNGTS	127	104
	1 717	1 583

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)	2015	2014	2013
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	(13)	136	93
Participation sans contrôle dans PNGTS	19	15	12
	6	151	105

En 2015, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 71,7 % à 72,0 % à la suite de l'émission périodique de parts ordinaires dans TC PipeLines, LP en faveur de participations sans contrôle. En 2014, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP variait de 71,1 % à 71,7 % et en 2013, elle variait de 66,7 % à 71,1 %.

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 est imputée à la participation sans contrôle de 13 millions de dollars de TC PipeLines, LP inscrite à l'état consolidé des résultats.

Au 31 décembre 2015, la participation sans contrôle dans PNGTS représentait la participation de 38,3 % (38,3 % en 2014 et 2013) détenue par des tiers.

En 2015, TCPL a reçu des honoraires, au titre de services rendus, de 4 millions de dollars de la part de TC PipeLines, LP (3 millions de dollars en 2014 et en 2013) et de 11 millions de dollars de la part de PNGTS (8 millions de dollars en 2014; 7 millions de dollars en 2013).

19. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2013	738 381	14 306
Émission d'actions ordinaires contre trésorerie	18 733	899
En circulation au 31 décembre 2013	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

Actions ordinaires émises et en circulation

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

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 2015, la société ne peut verser des dividendes supérieurs à 4,1 milliards de dollars (8,7 milliards de dollars en 2014; 1,3 milliard de dollars en 2013). 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.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
Durée prévue (en années)	5,8	6,0	6,0
Taux d'intérêt	1,1 %	1,8 %	1,7 %
Volatilité ¹	18 %	17 %	18 %
Rendement de l'action	3,7 %	3,8 %	3,7 %
Taux d'extinction	5 %	5 %	15 %

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 11 millions de dollars en 2015 (9 millions de dollars en 2014; 6 millions de dollars en 2013).

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

exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	37	68	25
Juste valeur des actions aux droits acquis	91	95	64
Total des actions aux droits acquis	2,0 millions	1,7 million	1,3 million

Au 31 décembre 2015, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 23 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 23 millions de dollars.

20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En mars 2014, TCPL a racheté la totalité des quatre 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.

En octobre 2013, TCPL a racheté la totalité des quatre millions d'actions privilégiées de série U en circulation moyennant un prix de rachat de 50 \$ l'action pour un paiement brut de 200 millions de dollars.

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

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

exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	798	15	813
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(505)	133	(372)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(92)	35	(57)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	144	(56)	88
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	74	(23)	51
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels 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 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 gains et de pertes actuariels 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)

exercice clos le 31 décembre 2013	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(en millions de dollars canadiens)			
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	269	114	383
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(323)	84	(239)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	121	(50)	71
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	60	(19)	41
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	96	(29)	67
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	34	(11)	23
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	313	(79)	234
Autres éléments du résultat étendu	570	10	580

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

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2013	(707)	(116)	(287)	(338)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	78	71	67	219	435
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	41	23	15	79
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	78	112	90	234	514
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2013	(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 reclassement²	135	(57)	51	33	162
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu³	—	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)

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 sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 306 millions de dollars en 2015 (gains de 130 millions de dollars en 2014; gains de 66 millions de dollars en 2013).

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 83 millions de dollars (51 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2015. Ces estimations présumant que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2015	2014	2013	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(128)	111	(44)	Produits (Énergie)
Intérêts	(16)	(16)	(16)	Intérêts débiteurs
	(144)	95	(60)	Total avant les impôts
	56	(40)	19	Charge (recouvrement d'impôts)
	(88)	55	(41)	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	(41)	(25)	(34)	²
	9	7	11	Recouvrement d'impôts
	(32)	(18)	(23)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(19)	(2)	(20)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	5	—	5	Recouvrement d'impôts
	(14)	(2)	(15)	Déduction faite des impôts

¹ Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

² Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 22 pour un complément d'information.

22. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans au 31 décembre 2015 (neuf ans en 2014 et 2013).

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 2015 (12 ans en 2014; 11 ans en 2013). En 2015, la société a passé en charges un montant de 41 millions de dollars (37 millions de dollars en 2014; 29 millions de dollars en 2013) 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)	2015	2014	2013
Régimes PD	96	73	79
Autres régimes d'avantages sociaux	6	6	6
Régimes d'épargne et CD	41	37	29
	143	116	114

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 2015, la société a fourni une lettre de crédit de 33 millions de dollars pour le régime PD canadien (47 millions de dollars en 2014; 59 millions de dollars en 2013), pour un total de 214 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2015.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2015, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2016.

La situation de capitalisation de la société aux 31 décembre s'établit comme suit :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2015	2014	2015	2014
(en millions de dollars canadiens)				
Variation de l'obligation au titre des prestations ¹				
Obligation au titre des prestations - au début de l'exercice	2 658	2 224	216	191
Coût des services rendus	108	85	3	2
Intérêts débiteurs	115	113	10	10
Cotisations des employés	4	4	—	—
Prestations versées	(129)	(102)	(7)	(7)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(57)	302	(11)	14
Variations du taux de change	81	32	14	6
Obligation au titre des prestations - à la fin de l'exercice	2 780	2 658	225	216
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur - au début de l'exercice	2 398	2 152	39	35
Rendement réel des actifs des régimes	160	246	(1)	2
Cotisations de l'employeur ²	96	73	6	6
Cotisations des employés	4	4	—	—
Prestations versées	(129)	(102)	(7)	(7)
Variations du taux de change	62	25	8	3
Actifs des régimes à la juste valeur - à la fin de l'exercice	2 591	2 398	45	39
Situation de capitalisation - déficit des régimes	(189)	(260)	(180)	(177)

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 214 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (181 millions de dollars en 2014).

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	
	2015	2014	2015	2014
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	—	—	18	14
Créditeurs et autres	—	—	(7)	(7)
Autres passifs à long terme (note 14)	(189)	(260)	(191)	(184)
	(189)	(260)	(180)	(177)

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	
	2015	2014	2015	2014
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(2 780)	(2 658)	(198)	(191)
Juste valeur des actifs des régimes	2 591	2 398	—	—
Situation de capitalisation - déficit des régimes	(189)	(260)	(198)	(191)

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)	2015	2014
Obligation au titre des prestations constituées	(2 600)	(2 437)
Juste valeur des actifs des régimes	2 591	2 398
Situation de capitalisation - déficit des régimes	(9)	(39)

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)	2015	2014
Obligation au titre des prestations constituées	(807)	(715)
Juste valeur des actifs des régimes	680	597
Situation de capitalisation - déficit des régimes	(127)	(118)

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
	2015	2014	2015
Titres d'emprunt	34 %	31 %	25 % à 35 %
Titres de participation	66 %	69 %	50 % à 70 %
Autres actifs	—	—	5 % à 15 %
	100 %	100 %	

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Pourcentage des actifs des régimes			
	2015	2014	2015	2014
Titres d'emprunt	2	1	0,1%	0,1%
Titres de participation	4	1	0,1%	0,1%

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

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

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'avantages postérieurs au départ à la retraite évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 23 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	44	20	2	—	—	—	46	20	2	1
Titres de participation :										
Canada	317	361	147	142	—	—	464	503	17	21
États-Unis	589	516	40	35	—	—	629	551	24	23
International	38	218	300	147	—	—	338	365	13	15
Mondial	—	—	154	141	—	—	154	141	6	6
Marchés émergents	7	7	143	80	—	—	150	87	6	3
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	206	218	—	—	206	218	8	9
Provincial	—	—	202	180	—	—	202	180	8	7
Municipal	—	—	7	7	—	—	7	7	—	—
Entreprises	—	—	113	76	—	—	113	76	4	3
Obligations des États-Unis :										
État	—	—	50	47	—	—	50	47	2	2
Entreprises	—	—	57	59	—	—	57	59	2	2
International :										
Entreprises	—	—	25	14	—	—	25	14	1	1
Titres adossés à des créances immobilières	—	—	58	39	—	—	58	39	2	2
Autres placements :										
Fonds de capital- investissement	—	—	—	—	14	13	14	13	—	—
Dépôts	123	117	—	—	—	—	123	117	5	5
	1 118	1 239	1 504	1 185	14	13	2 636	2 437	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 2013	18
Achats et ventes	(7)
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2014	13
Achats et ventes	(1)
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2015	14

En 2016, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 70 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 37 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 33 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
2016	129	8
2017	133	9
2018	138	9
2019	142	9
2020	146	10
2021 à 2025	808	51

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 2015. 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	
	2015	2014	2015	2014
Taux d'actualisation	4,20 %	4,15 %	4,40 %	4,20 %
Taux de croissance de la rémunération	0,50 %	3,15 %	— %	— %

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		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Taux d'actualisation	4,15 %	4,95 %	4,35 %	4,20 %	5,00 %	4,35 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,95 %	6,90 %	6,70 %	4,60 %	4,60 %	4,60 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	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 7 % pour 2016. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % d'ici 2021 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	14	(12)

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		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Coût des services rendus	108	85	84	3	2	2
Coût financier	115	113	96	10	10	7
Rendement prévu des actifs des régimes	(155)	(139)	(120)	(2)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	35	21	30	3	2	2
Amortissement du coût des services passés	2	2	2	1	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	23	18	30	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	2	2	2
Coût net des avantages constatés	128	100	122	18	15	12

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)	2015		2014		2013	
	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite
Perte nette	247	28	348	39	236	32
Coût des prestations au titre des services passés	—	—	2	1	3	1
	247	28	350	40	239	33

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 2016 s'établissent à respectivement 21 millions de dollars et 3 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)	2015		2014		2013	
	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	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	(34)	(4)	(21)	(2)	(30)	(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)	—	(2)	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(67)	(7)	137	9	(96)	—
	(103)	(12)	114	7	(128)	(2)

23. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie.

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

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques en général afin de contribuer à gérer les risques de marché qui découlent de ces activités. Ces contrats d'instruments dérivés 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 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 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.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des gazoducs, 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 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

aux 31 décembre	2015	2014
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)		
Valeur comptable	23 000 (16 600 US)	17 000 (14 700 US)
Juste valeur	23 800 (17 200 US)	19 000 (16 400 US)

Instruments dérivés désignés comme couverture de l'investissement net

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2015		2014	
	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 2016 à 2019) ²	(730)	3 150 US	(431)	2 900 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2016 à 2017)	50	1 800 US	(28)	1 400 US
	(680)	4 950 US	(459)	4 300 US

¹ Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

² Les intérêts débiteurs de 2015 comprennent des gains réalisés nets de 8 millions de dollars (gains de 21 millions de dollars en 2014) 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 2015, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait 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 2015, 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 248 millions de dollars (179 millions de dollars US) et de 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) respectivement aux 31 décembre 2015 et 2014. 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.

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)	2015		2014	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir ¹	214	265	213	263
Dette à court terme et à long terme ^{2,3} (note 16)	(31 584)	(34 309)	(24 757)	(28 713)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	(2 422)	(2 011)	(1 160)	(1 157)
	(33 792)	(36 055)	(25 704)	(29 607)

¹ Les billets à recevoir sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé.

² La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 850 millions de dollars US (400 millions de dollars US en 2014) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

³ Le bénéfice net consolidé de 2015 tient compte de gains de 2 millions de dollars (pertes de 3 millions de dollars en 2014) 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 2015 (400 millions de dollars US en 2014). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2015		2014	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Justes valeurs				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 5 ans)	—	90	—	75
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	261	—	—	—
	261	90	—	75

¹ Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et ces pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires. En 2015 et en 2014, il n'y a eu aucun gain net réalisé ou non réalisé ni aucune perte réalisée ou non réalisée à l'égard des placements restreints en raison de l'ICQF.

² Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société. En 2015 et en 2014, il n'y a eu aucun gain net réalisé ou non réalisé ni aucune perte nette réalisée ou non réalisée à l'égard des autres placements restreints.

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.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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 ¹	Couvertures de la juste valeur ¹	Couvertures de l'investissement net ¹	Détenus à des fins de transaction ¹	Juste valeur totale des instruments dérivés
Autres actifs à court terme (note 5)					
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 11)					
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 13)					
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 14)					
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.

Au 31 décembre 2014, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie¹	Couvertures de la juste valeur¹	Couvertures de l'investissement net¹	Détenus à des fins de transaction¹	Juste valeur totale des instruments dérivés
Autres actifs à court terme (note 5)					
Produits de base ²	39	—	—	359	398
Change	—	—	5	1	6
Taux d'intérêt	—	2	—	3	5
	39	2	5	363	409
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)					
Produits de base ²	18	—	—	72	90
Change	—	—	1	—	1
Taux d'intérêt	—	1	—	1	2
	18	1	1	73	93
Total des actifs dérivés	57	3	6	436	502
Créditeurs et autres (note 13)					
Produits de base ²	(136)	—	—	(422)	(558)
Change	—	—	(155)	(32)	(187)
Taux d'intérêt	(1)	—	—	(3)	(4)
	(137)	—	(155)	(457)	(749)
Autres passifs à long terme (note 14)					
Produits de base ²	(27)	—	—	(72)	(99)
Change	—	—	(310)	—	(310)
Taux d'intérêt	(1)	—	—	(1)	(2)
	(28)	—	(310)	(73)	(411)
Total des passifs dérivés	(165)	—	(465)	(530)	(1 160)

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 tableaux ci-après présentent 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.

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.

au 31 décembre 2014	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Achats ¹	53 217	60	—	—
Ventes ¹	39 429	38	—	—
Millions de dollars	—	—	1 374 US	650 US
Dates d'échéance	2015–2019	2015–2020	2015	2015–2018

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.

(Pertes) gains réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre	2015	2014
(en millions de dollars canadiens)		
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Pertes non réalisées de l'exercice		
Produits de base	(37)	(40)
Change	(21)	(20)
Pertes réalisées de l'exercice		
Produits de base	(151)	(28)
Change	(112)	(28)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures^{2, 3}		
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(179)	130
Taux d'intérêt	8	4

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

² En 2015, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur se sont chiffrés à 11 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2014) et ont été imputés aux intérêts débiteurs.

³ En 2015 et 2014, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 21) liés à des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2015	2014
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base	(92)	(128)
Change	—	10
	(92)	(118)
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	128	(111)
Taux d'intérêt ³	16	16
	144	(95)
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	—	(13)

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 2015	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
(en millions de dollars canadiens)			
Instrumentes dérivés - actifs			
Produits de base	509	(418)	91
Change	96	(93)	3
Taux d'intérêt	5	(1)	4
	610	(512)	98
Instrumentes 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.

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 2014 :

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés - actifs			
Produits de base	488	(387)	101
Change	7	(7)	—
Taux d'intérêt	7	(1)	6
	502	(395)	107
Instruments dérivés - passifs			
Produits de base	(657)	387	(270)
Change	(497)	7	(490)
Taux d'intérêt	(6)	1	(5)
	(1 160)	395	(765)

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 2015, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 482 millions de dollars (459 millions de dollars en 2014) et des lettres de crédit de 41 millions de dollars (26 millions de dollars en 2014). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (1 million de dollars en 2014) et des lettres de crédit de 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2014) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2015.

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 2015, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 32 millions de dollars (15 millions de dollars en 2014), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2014) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2015, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 32 millions de dollars (15 millions de dollars en 2014). 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 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 les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible et les données peuvent comprendre des évaluations de courtiers à long terme. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes.</p> <p>Les prix de l'électricité à long terme peuvent aussi être estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où la société exerce ses activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord peuvent être estimés en fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel, toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel ou un petit nombre de transactions sur des marchés à plus faible liquidité devraient ou pourraient donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3.</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 2015, est classée comme suit :

au 31 décembre 2015	Prix cotés sur des marchés actifs Niveau 1¹	Autres données importantes observables Niveau 2¹	Données importantes non observables Niveau 3¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
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.

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 2014, est classée comme suit :

au 31 décembre 2014	Prix cotés sur des marchés actifs Niveau 1¹	Autres données importantes observables Niveau 2¹	Données importantes non observables Niveau 3¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	40	441	7	488
Change	—	7	—	7
Taux d'intérêt	—	7	—	7
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(86)	(568)	(3)	(657)
Change	—	(497)	—	(497)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	(46)	(616)	4	(658)

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 2014.

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)	2015	2014
Solde au début de l'exercice	4	1
Transferts du niveau 3	5	—
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	3	3
Ventes	(2)	—
Règlements	(1)	—
Solde à la fin de l'exercice¹	9	4

¹ Les produits comprennent des gains non réalisés de 7 millions de dollars (3 millions de dollars en 2014) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2015.

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 2015.

24. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2013
Augmentation des débiteurs	(20)	(205)	(60)
Augmentation des stocks	(3)	(27)	(30)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(268)	(386)	40
(Diminution) augmentation des créiteurs et autres	(159)	393	(291)
Augmentation des intérêts courus	91	36	7
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(359)	(189)	(334)

25. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs

TC PipeLines, LP

Le 1^{er} avril 2015, TCPL a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») 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 LLC 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.

Le 1^{er} octobre 2014, TCPL a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 215 millions de dollars US.

En mai 2013, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne visant 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part, pour un produit brut d'environ 388 millions de dollars US et un produit net de 373 millions de dollars US déduction faite des frais d'émission. TCPL a investi un montant supplémentaire d'environ 8 millions de dollars US pour conserver sa participation de commandité de 2 %, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 % et un gain de dilution de 29 millions de dollars après les impôts (47 millions de dollars avant les impôts) a été constaté dans le surplus d'apport.

En juillet 2013, TCPL a réalisé la vente d'une participation de 45 % dans GTN LLC et dans Bison LLC à TC Pipelines, LP pour un prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US. Le prix d'achat comprenait un montant de 146 millions de dollars US au titre de la reprise de 45 % de l'encours de la dette de GTN LLC, ainsi que des ajustements de clôture habituels. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

Gas Pacifico/INNERGY

Le 26 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

Bruce Power

Le 3 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 (« OMERS »), 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. Le 4 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 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. En 2013, TCPL a réalisé l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en contrepartie de 216 millions de dollars. L'investissement total de la société dans les huit centrales d'énergie s'établit à 457 millions de dollars. 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

Le 15 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).

26. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

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

exercices clos les 31 décembre	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
(en millions de dollars canadiens)			
2016	354	46	308
2017	355	45	310
2018	270	26	244
2019	248	24	224
2020	185	20	165
2021 et par la suite	311	1	310
	1 723	162	1 561

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 2015 se sont élevées à 131 millions de dollars (114 millions de dollars en 2014; 98 millions de dollars en 2013).

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation et les CAE ont été en partie sous-louées à des tiers selon des modalités semblables. Les paiements fixes au titre de ces CAE ont été inclus dans le tableau qui précède. Les paiements variables ont été exclus puisque ces paiements dépendent de la capacité disponible des centrales et d'autres facteurs. La quote-part de TCPL des paiements aux termes des CAE en 2015 était de 348 millions de dollars (391 millions de dollars en 2014; 242 millions de dollars en 2013). Les capacités de production et les dates d'échéance des CAE s'établissent comme suit :

	MW	Date d'échéance
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sheerness	756	31 décembre 2020

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 2015, TCPL devait engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,9 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars en 2014), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets du réseau de NGTL, aux projets de gazoducs au Mexique et à d'autres projets de gazoducs.

Au 31 décembre 2015, la société devait engager, dans le secteur des pipelines de liquides, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,8 milliard de dollars (1,8 milliard de dollars en 2014) principalement pour les coûts de construction des pipelines Grand Rapids et Northern Courier.

Au 31 décembre 2015, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 0,6 milliard de dollars (0,2 milliard de dollars en 2014) se rapportant principalement aux dépenses en immobilisations pour la centrale de Napanee. La société a également conclu une entente visant l'acquisition de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood pour un montant de 657 millions de dollars US, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2015, la société avait constaté quelque 32 millions de dollars (31 millions de dollars en 2014; 32 millions de dollars en 2013) 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. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, la direction estime que leur règlement, hormis la poursuite relativement à l'oléoduc Keystone XL décrite à la note 29, n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL et son coentrepreneur pour Bruce Power, OMERS, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services d'entrepreneurs et de fournisseurs. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du 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	2015		2014	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018 ²	88	2	634	6
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	139	24	104	14
		227	26	738	20

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

² Exception faite d'une garantie qui n'a aucune date d'échéance.

27. COÛTS DE RESTRUCTURATION

Au 31 décembre 2015, la société avait engagé des charges de restructuration, avant les impôts, de 122 millions de dollars afférentes principalement aux indemnités de cessation d'emploi et elle a comptabilisé une provision de 87 millions de dollars avant les impôts au titre des charges afférentes aux indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes attendues aux termes de contrats de location. Sur le total des charges de restructuration de 209 millions de dollars avant les impôts, une tranche de 157 millions de dollars a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats, montant contrebalancé en partie par la tranche de 58 millions de dollars liée à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires également inscrite à l'état consolidé des résultats. De plus, une tranche de 44 millions de dollars a été comptabilisée à titre d'actifs réglementaires au bilan consolidé car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures et, enfin, une tranche de 8 millions de dollars a été capitalisée dans les coûts des projets touchés par la restructuration.

28. 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	2015		2014	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Obligations à escompte ¹	2016	2 376	0,9 %	2 597	1,3 %
Facilité de crédit ²		100	2,7 %	245	3,0 %
		2 476		2 842	

¹ Émises à TransCanada. Les intérêts sur les obligations à escompte correspondent aux taux courants du papier commercial.

² Consentie à TransCanada. Cette facilité est remboursable à vue et est assortie d'un taux d'intérêt qui correspond au taux préférentiel annuel de la Banque royale du Canada.

En 2015, les intérêts créditeurs incluaient un montant de 29 millions de dollars attribuable aux prêts intersociétés consentis à TransCanada (37 millions de dollars en 2014; 38 millions de dollars en 2013).

Au 31 décembre 2015, les débiteurs comprenaient un montant de 13 millions de dollars à recevoir de TransCanada (59 millions de dollars au 31 décembre 2014).

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

(en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2015		2014	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Facilité de crédit ¹	2016	311	3,5 %	866	3,8 %
		311		866	

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 de Reuters majoré de 75 points de base.

En 2015, les intérêts débiteurs incluaient un montant de 28 millions de dollars attribuable à des emprunts intersociétés (37 millions de dollars en 2014; 62 millions de dollars en 2013).

Au 31 décembre 2015, les créiteurs et autres comprenaient un montant de 12 millions de dollars à payer à TransCanada (16 millions de dollars au 31 décembre 2014).

Au 31 décembre 2015, les intérêts courus incluaient un montant de néant au titre des intérêts à payer à TransCanada (1 million de dollars au 31 décembre 2014).

En 2015, la société a effectué des paiements d'intérêts de 29 millions de dollars à TransCanada (37 millions de dollars en 2014; 62 millions de dollars en 2013).

29. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

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.

Poursuite relative à Keystone XL

Le 6 janvier 2016, TCPL a déposé un avis d'intention visant à déposer une réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») à la suite du refus du permis présidentiel américain à l'égard de l'oléoduc Keystone XL. La société cherche à recouvrer des coûts et dommages-intérêts estimatifs de plus de 15 milliards de dollars US au moyen de la réclamation fondée sur l'ALENA du fait du défaut de l'administration américaine d'honorer ses obligations en vertu de l'ALENA. Ce litige 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.

Émission de billets de premier rang en dollars US

Le 27 janvier 2016, TCPL a réalisé un placement de billets de premier rang à 4,875 % échéant le 15 janvier 2026 d'une valeur de 850 millions de dollars US et de billets de premier rang à 3,125 % échéant le 15 janvier 2019 d'une valeur de 400 millions de dollars US.

Ironwood

Le 1^{er} février 2016, TCPL a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, d'une capacité de 778 MW, pour un montant de 657 millions de dollars US, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture.