
Rapport de la direction

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« 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 2013 et 2012 et met en évidence les changements importants survenus entre 2012 et 2011, 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 de contrôle interne intégré au cadre de référence du rapport « Internal Control – Integrated Framework 1992 » publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») 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 2013 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 qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

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

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés et sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.



Russell K. Girling
Président et
chef de la direction

Le 19 février 2014



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

Rapport des auditeurs indépendants du cabinet d'experts-comptables inscrit

AUX ACTIONNAIRES DE TRANSCANADA CORPORATION

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransCanada Corporation, qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2013, 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 et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. 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 Corporation au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, 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 2013 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

AUTRE POINT

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Corporation au 31 décembre 2013, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework (1992) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission, et notre rapport daté du 19 février 2014 exprime sur ces états une opinion non modifiée (sans réserve) sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Corporation.

KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Calgary, Canada
Le 19 février 2014

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

AUX ACTIONNAIRES DE TRANSCANADA CORPORATION

Nous avons audité l'efficacité du contrôle interne de l'information financière de TransCanada Corporation au 31 décembre 2013 selon les critères établis dans le rapport « Internal control – Integrated Framework (1992) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission. La direction de TransCanada Corporation est responsable du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière, qui figure dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en nous fondant sur notre audit.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne selon notre appréciation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est le processus visant à fournir 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, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société s'entend des politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et 3) fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée des actifs de la société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est soit prévenue, soit détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

À notre avis, TransCanada Corporation maintenant, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2013, selon les critères établis dans le rapport « Internal control – Integrated Framework (1992) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission.

Nous avons également audité, conformément aux normes comptables généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), les bilans consolidés de TransCanada Corporation aux 31 décembre 2013 et 2012 ainsi que les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie connexes pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2013. Notre rapport daté du 19 février 2014 exprime une opinion non modifiée (sans réserve) sur ces états financiers consolidés.

KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 19 février 2014

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2013	2012	2011
Produits			
Gazoducs	4 497	4 264	4 244
Oléoducs	1 124	1 039	827
Énergie	3 176	2 704	2 768
	8 797	8 007	7 839
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	597	257	415
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	2 674	2 577	2 358
Achats de produits de base revendus	1 317	1 049	991
Impôts fonciers	445	434	410
Amortissement	1 485	1 375	1 328
	5 921	5 435	5 087
Charges financières (produits financiers)			
Intérêts débiteurs (note 15)	985	976	937
Intérêts créditeurs et autres	(34)	(85)	(55)
	951	891	882
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 522	1 938	2 285
Charge d'impôts (note 16)			
Exigibles	43	181	210
Reportés	568	285	365
	611	466	575
Bénéfice net	1 911	1 472	1 710
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 18)	125	118	129
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 786	1 354	1 581
Dividendes sur les actions privilégiées (note 20)	74	55	55
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 712	1 299	1 526
Bénéfice net par action ordinaire (note 19)			
De base et dilué	2,42 \$	1,84 \$	2,17 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	1,84 \$	1,76 \$	1,68 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)			
De base	707	705	702
Dilué	708	706	703

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)	2013	2012	2011
Bénéfice net	1 911	1 472	1 710
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	383	(129)	137
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(239)	44	(73)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	71	48	(212)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	41	138	147
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	67	(73)	(89)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	23	22	10
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	234	(70)	(91)
Autres éléments du résultat étendu (note 21)	580	(20)	(171)
Résultat étendu	2 491	1 452	1 539
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	191	97	164
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 300	1 355	1 375
Dividendes sur les actions privilégiées	74	55	55
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	2 226	1 300	1 320

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)	2013	2012	2011
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 911	1 472	1 710
Amortissement	1 485	1 375	1 328
Impôts reportés (note 16)	568	285	365
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	(597)	(257)	(415)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	605	376	393
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure à (en excédent de) la charge (note 22)	50	9	(2)
Autres	(22)	24	72
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 24)	(326)	287	235
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 674	3 571	3 686
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(4 461)	(2 595)	(2 513)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(163)	(652)	(633)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 25)	(216)	(214)	–
Montants reportés et autres	(280)	205	92
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(5 120)	(3 256)	(3 054)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (notes 19 et 20)	(1 356)	(1 281)	(1 016)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(166)	(135)	(131)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(492)	449	(224)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	4 253	1 491	1 622
Remboursements sur la dette à long terme	(1 286)	(980)	(1 272)
Actions ordinaires émises	72	53	58
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	585	–	–
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission (note 25)	384	–	321
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale (note 18)	(200)	–	–
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 794	(403)	(642)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	28	(15)	4
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	376	(103)	(6)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	551	654	660
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	927	551	654

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	927	551
Débiteurs	1 122	1 052
Stocks	251	224
Autres (note 5)	847	997
	3 147	2 824
Immobilisations corporelles (note 7)	37 606	33 713
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	5 759	5 366
Actifs réglementaires (note 9)	1 735	1 629
Écart d'acquisition (note 10)	3 696	3 458
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	1 955	1 406
	53 898	48 396
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 12)	1 842	2 275
Créditeurs et autres (note 13)	2 155	2 344
Intérêts courus	388	368
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 15)	973	894
	5 358	5 881
Passifs réglementaires (note 9)	229	268
Autres passifs à long terme (note 14)	656	882
Passifs d'impôts reportés (note 16)	4 564	4 016
Dette à long terme (note 15)	21 892	18 019
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	1 063	994
	33 762	30 060
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 19)	12 149	12 069
Émises et en circulation : Au 31 décembre 2013 : 707 millions d'actions Au 31 décembre 2012 : 705 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 20)	1 813	1 224
Surplus d'apport	401	379
Bénéfices non répartis	5 096	4 687
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(934)	(1 448)
Participations assurant le contrôle	18 525	16 911
Participations sans contrôle (note 18)	1 611	1 425
	20 136	18 336
	53 898	48 396

Engagements, éventualités et garanties (note 26)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 27)

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

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling
Administrateur



Kevin E. Benson
Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	12 069	12 011	11 745
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes (note 19)	–	–	202
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions (note 19)	80	58	64
Solde à la fin de l'exercice	12 149	12 069	12 011
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	1 224	1 224	1 224
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	589	–	–
Solde à la fin de l'exercice	1 813	1 224	1 224
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	379	380	349
Émission d'options sur actions, déduction faite des options exercées	(2)	(1)	1
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises (note 25)	29	–	30
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(5)	–	–
Solde à la fin de l'exercice	401	379	380
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	4 687	4 628	4 282
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 786	1 354	1 581
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 301)	(1 240)	(1 180)
Dividendes sur les actions privilégiées	(76)	(55)	(55)
Solde à la fin de l'exercice	5 096	4 687	4 628
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(1 448)	(1 449)	(1 243)
Autres éléments du résultat étendu	514	1	(206)
Solde à la fin de l'exercice	(934)	(1 448)	(1 449)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	18 525	16 911	16 794
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 425	1 465	1 157
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	93	91	101
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	20	22	22
Portland	12	5	6
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	66	(21)	35
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	384	–	321
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(47)	–	(50)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(166)	(135)	(131)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(195)	–	–
Change et autres	19	(2)	4
Solde à la fin de l'exercice	1 611	1 425	1 465
Total des capitaux propres	20 136	18 336	18 259

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TRANSCANADA

TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans trois secteurs, les gazoducs, les oléoducs et l'énergie, chacune de ces entreprises proposant des produits et des services différents.

Gazoducs

Le secteur des gazoducs est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées. Par l'entremise du secteur des gazoducs, TransCanada possède et exploite :

- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'Est jusqu'au Québec (le « réseau principal au Canada »);
- un réseau de transport de gaz naturel en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique (le « réseau de NGTL »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend des gisements en exploitation situés principalement au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et en Louisiane jusqu'à des marchés situés principalement dans les États du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana et qui comprend des installations de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan (« ANR »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine au centre de l'Alberta et qui s'étend jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et le Montana (« Foothills »);
- des réseaux de transport de gaz naturel en Alberta qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta et un complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta (« Ventures LP »);
- un réseau de gazoducs au Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi (« Tamazunchale »);
- un réseau de gazoducs au Mexique allant de Manzanillo, dans l'État de Colima, jusqu'à Guadalajara, dans l'État de Jalisco (« Guadalajara »).

Par le truchement de son secteur des gazoducs, TransCanada exploite les réseaux de gazoducs suivants et y détient des participations :

- une participation directe de 53,6 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui dessert les marchés de l'Est du Canada, du Nord-Est des États-Unis et du Midwest américain (« Great Lakes »);
- une participation directe de 30 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho à la frontière entre l'Oregon et la Californie (« GTN »);
- une participation directe de 30 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'à Northern Border, dans le Dakota du Nord (« Bison »);
- une participation de 61,7 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine près d'East Hereford, au Québec, pour aboutir dans le Nord-Est des États-Unis (« Portland »);
- une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre le Québec et l'Ontario et qui achemine du gaz naturel à destination des marchés du Québec et du réseau de Portland (« TQM »);
- une participation assurant le contrôle de 28,9 % dans TC PipeLines, LP, dont la participation dans les pipelines exploités par TransCanada s'établit comme suit :
 - une participation de 46,4 % dans Great Lakes; TransCanada détient une participation effective cumulée de 67 % dans Great Lakes par le truchement de TC PipeLines, LP et d'une participation directe décrite ci-dessus;

- une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine à un point près de Monchy, en Saskatchewan, et se termine dans le Midwest américain (« Northern Border »), dans lequel TransCanada détient une participation effective de 14,5 % par le truchement de TC PipeLines, LP;
- une participation de 70 % dans GTN; TransCanada détient une participation effective cumulée de 50,2 % dans GTN par le truchement de TC PipeLines, LP et d'une participation directe décrite ci-dessus;
- une participation de 70 % dans Bison; TransCanada détient une participation effective cumulée de 50,2 % dans Bison par le truchement de TC PipeLines, LP et d'une participation directe décrite ci-dessus;
- une participation de 100 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine en Arizona et se termine à la frontière entre la Basse-Californie, au Mexique, et la Californie (« North Baja »), dans lequel TransCanada détient une participation effective de 28,9 % par le truchement de TC PipeLines, LP;
- une participation de 100 % dans un réseau de transport de gaz naturel depuis Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada (« Tuscarora »), dans lequel TransCanada détient une participation effective de 28,9 % par le truchement de TC PipeLines, LP.

TransCanada détient une participation de 44,5 % dans un réseau de gazoducs qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et qui assure la livraison de gaz naturel à des clients dans le Nord-Est des États-Unis (« Iroquois »). TransCanada n'est pas l'exploitant de ce pipeline.

TransCanada a entrepris la construction des gazoducs suivants au Mexique :

- un prolongement du pipeline Tamazunchale de Tamazunchale, San Luis Potosi, à El Sauz, Queretaro;
- un réseau de gazoducs qui transportera du gaz naturel d'El Encino, Chihuahua, à Topolobampo, Sinaloa (« Topolobampo »);
- un réseau de gazoducs qui transportera du gaz naturel d'El Oro à Mazatlan, Sinaloa (« Mazatlan »).

TransCanada a entrepris la conception des réseaux de gazoducs suivants :

- le projet proposé Coastal GasLink qui prévoit un réseau de gazoducs qui transportera du gaz naturel de la région productrice de gaz de Montney près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à une installation d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») située près de Kitimat, en Colombie-Britannique;
- le projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert qui prévoit un pipeline qui assurera la livraison de gaz naturel depuis la région de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation proposée de GNL de la région du Nord-Ouest du Pacifique, à Port Edward non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.

Oléoducs

Le secteur des oléoducs consiste en un réseau d'oléoducs détenu en propriété exclusive qui relie les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas (« réseau d'oléoducs Keystone »).

TransCanada a entrepris la construction des infrastructures d'oléoducs suivantes :

- un nouvel oléoduc afin de relier le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique (« projet de la côte du golfe »);
- les installations de réception dans le cadre du projet Marketlink de Cushing qui serviront au transport de pétrole brut du carrefour de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique par le truchement d'installations qui font partie du réseau d'oléoducs Keystone;
- un nouveau terminal de pétrole brut à Hardisty, en Alberta (« projet de terminal Hardisty de Keystone ») qui fournira aux producteurs de l'Ouest canadien de nouveaux réservoirs de stockage et de nouvelles infrastructures pipelinières ainsi qu'un accès au réseau d'oléoducs Keystone.

TransCanada a entrepris l'aménagement des infrastructures d'oléoducs suivantes :

- un nouveau pipeline de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska (« Keystone XL »), sous réserve de l'obtention de l'approbation au titre de la réglementation;

- le projet Marketlink de Bakken, qui transportera du pétrole brut du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par le truchement d'installations faisant partie de Keystone XL;
- l'oléoduc Énergie Est qui transportera du pétrole brut depuis l'Ouest canadien vers les raffineries de l'Est et les terminaux d'exportation; le projet prévoit la conversion de certains actifs existants du réseau principal au Canada en un pipeline de transport de pétrole brut;
- les projets de pipeline Heartland et de terminaux de TC qui prévoient un oléoduc reliant les marchés des régions d'Edmonton et de Hardisty, en Alberta et une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland au nord d'Edmonton;
- le pipeline Northern Courier, un pipeline qui transportera du bitume et du diluant depuis la mine de Fort Hills jusqu'aux installations terminales de Suncor Énergie situées près de Fort McMurray, en Alberta;
- le pipeline Grand Rapids, dans le nord de l'Alberta, qui prévoit une canalisation de pétrole brut et une autre de diluant pour transporter des volumes entre la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray et la région d'Edmonton/Heartland; la société a conclu une entente de coentreprise avec une tierce partie pour l'aménagement du pipeline.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Par l'entremise du secteur de l'énergie, la société possède et exploite :

- une centrale électrique alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion située à Queens, dans l'État de New York (« Ravenswood »);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Halton Hills, en Ontario (« Halton Hills »);
- des actifs de production hydroélectrique situés dans les États du New Hampshire, du Vermont et du Massachusetts (« TC Hydro »);
- une centrale de pointe alimentée au gaz naturel située près de Phoenix, en Arizona (« Coolidge »);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island (« Ocean State Power »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec (« Bécancour »);
- des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta situées à Carseland, à Redwater, à Bear Creek et à MacKay River;
- un parc éolien situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, comté de Franklin, dans le nord-ouest du Maine (« projet éolien de Kibby »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick (« Grandview »);
- une centrale électrique alimentée à la chaleur résiduelle et l'installation de noir de carbone thermique de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (« Cancarb »);
- une installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta (« Edson »);
- une participation dans une installation de stockage de gaz naturel souterraine située près de Crossfield, en Alberta (« CrossAlta »);
- quatre centrales d'énergie solaire en Ontario (« énergie solaire en Ontario »).

TransCanada détient des participations dans les centrales électriques suivantes, qu'elle n'exploite pas :

- des participations de respectivement 48,9 % et 31,6 % dans les centrales nucléaires de Bruce A et de Bruce B (collectivement, « Bruce Power »), situées près de Tiverton, en Ontario;
- une participation de 62 % dans les parcs éoliens de Baie-des-Sables, d'Anse-à-Valleau, de Carleton, de Montagne-Sèche et de Gros-Morne en Gaspésie, au Québec (« Cartier énergie éolienne »);
- une participation de 50 % dans une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel à Toronto, en Ontario (« Portlands Energy »).

TransCanada détient des conventions d'achat d'électricité à long terme (« CAE ») visant :

- une participation de 100 % dans la centrale électrique de Sheerness à proximité de Hanna, en Alberta;
- une participation de 100 % dans la centrale électrique de Sundance A à proximité de Wabamun, en Alberta.

De plus, TransCanada possède une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui détient une CAE pour une participation de 100 % dans les centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta.

TransCanada construit actuellement une centrale alimentée au gaz naturel sur la propriété de Lennox d'Ontario Power Generation dans la ville de Grand Napanee, en Ontario (« Napanee »).

Par ailleurs, TransCanada a convenu d'acquérir, en 2014, cinq autres installations d'énergie solaire en Ontario.

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 TransCanada 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. TransCanada suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TransCanada constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société résumées ci-après.

Réglementation

Au Canada, les gazoducs et les oléoducs réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du Canada. Les gazoducs, les oléoducs et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Au Mexique, les gazoducs sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique. La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel de la société au Canada et aux États-Unis 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 TransCanada, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens et américains et les installations de stockage de

gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas au réseau d'oléoducs Keystone ni aux gazoducs de la société au Mexique et, par conséquent, les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification pour ces pipelines n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs et oléoducs

Les produits des secteurs des gazoducs et des oléoducs de la société, exception faite des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la réglementation des tarifs, 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 gazoducs 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 sont constatées pour ces remboursements éventuels lorsque l'organisme de réglementation fait connaître sa décision.

Les produits des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la réglementation des tarifs 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 appropriés 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 périodiquement 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 capital-actions ordinaire (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision.

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 s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des 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. 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.

Oléoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des oléoducs 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 de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des oléoducs 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 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 %.

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 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 est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

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 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 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 TransCanada 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 CAE est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les CAE aux termes desquelles TransCanada achète de l'électricité sont comptabilisées 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 TransCanada constate les marges réalisées sur ces dernières en tant que composante des produits d'exploitation.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode du report d'impôts variable 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 bénéficiaires non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéficiaires 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 s'accroît au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

Les OMHSI constatées visent 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 oléoducs 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 au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont utilisés. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. La société n'attribue aucune valeur à des fins comptables aux droits accordés à TransCanada ou générés par la société. Au besoin, TransCanada comptabilise au bilan un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'opération. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquies des actions ordinaires. 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. À l'exercice des options sur actions, les montants initialement constatés dans le surplus d'apport sont reclassés dans les actions ordinaires.

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 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 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 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 des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellée 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 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 relativement aux 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. 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 2013

Compensation dans le bilan

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») sur la présentation d'informations au sujet de la compensation d'actifs et de passifs publiée par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») pour permettre aux lecteurs d'évaluer les incidences des accords de compensation sur la situation financière de la société. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet de certains instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR en vigueur ou qui sont visés par un accord de compensation cadre ou une entente semblable. Ces informations sont présentées à la note 23, Gestion des risques et instruments financiers.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté l'ASU sur la déclaration des montants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu publiée par le FASB. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des montants importants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans le bénéfice net. Ces informations sont présentées à la note 21, Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu.

Modifications comptables futures

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié une recommandation concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Des exemples d'obligations visées par la portée de l'ASU en question comprennent les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses et les litiges réglés et les décisions judiciaires. L'ASU s'applique rétrospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de l'ASU ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de l'ASU ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées sur la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence du report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de l'ASU ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Oléoducs	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)
	1 881	603	1 113	(124)	3 473
Intérêts débiteurs					(985)
Intérêts créditeurs et autres					34
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 522
Charge d'impôts					(611)
Bénéfice net					1 911
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(125)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 786
Dividendes sur les actions privilégiées					(74)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 712
exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 264	1 039	2 704	–	8 007
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	157	–	100	–	257
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 365)	(296)	(819)	(97)	(2 577)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 049)	–	(1 049)
Impôts fonciers	(315)	(45)	(74)	–	(434)
Amortissement	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
	1 808	553	579	(111)	2 829
Intérêts débiteurs					(976)
Intérêts créditeurs et autres					85
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					1 938
Charge d'impôts					(466)
Bénéfice net					1 472
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(118)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 354
Dividendes sur les actions privilégiées					(55)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 299

exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Oléoducs¹	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 244	827	2 768	–	7 839
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	159	–	256	–	415
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 221)	(209)	(842)	(86)	(2 358)
Achats de produits de base revendus	–	–	(991)	–	(991)
Impôts fonciers	(307)	(31)	(72)	–	(410)
Amortissement	(923)	(130)	(261)	(14)	(1 328)
	1 952	457	858	(100)	3 167
Intérêts débiteurs					(937)
Intérêts créditeurs et autres					55
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 285
Charge d'impôts					(575)
Bénéfice net					1 710
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(129)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 581
Dividendes sur les actions privilégiées					(55)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 526

¹ En février 2011, TransCanada a commencé à constater le résultat du réseau d'oléoducs Keystone.

Total de l'actif

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Gazoducs	25 165	23 210
Oléoducs	13 253	10 485
Énergie	13 747	13 157
Siège social	1 733	1 544
	53 898	48 396

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Produits			
Canada – marché intérieur	4 659	3 527	3 929
Canada – exportations	997	1 121	1 087
États-Unis	3 029	3 252	2 752
Mexique	112	107	71
	8 797	8 007	7 839

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Immobilisations corporelles		
Canada	18 462	18 054
États-Unis	17 570	14 904
Mexique	1 574	755
	37 606	33 713

Dépenses en immobilisations

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Gazoducs	1 776	1 389	917
Oléoducs	2 483	1 145	1 204
Énergie	152	24	384
Siège social	50	37	8
	4 461	2 595	2 513

5. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	395	259
Actifs d'impôts reportés (note 16)	119	290
Actifs destinés à la vente (note 6)	85	–
Actifs réglementaires (note 9)	42	178
Autres	206	270
	847	997

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013
Actifs destinés à la vente	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1
Débiteurs	12
Stocks	11
Immobilisations corporelles	61
Total des actifs destinés à la vente (compris dans les autres actifs à court terme, note 5)	85
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	
Créditeurs et autres	4
Autres passifs à long terme	1
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente (compris dans les créditeurs et autres, note 13)	5

Nous classons les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre un actif sur le marché et lorsque nous nous attendons à ce que la vente soit réalisée au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, nous comptabilisons 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 nous cessons de comptabiliser l'amortissement de l'actif en question.

Au 31 décembre 2013, la société a classé Cancarb Limited et ses centrales électriques connexes comme des actifs destinés à la vente. Ces actifs ont été comptabilisés à leur valeur comptable au 31 décembre 2013. Les actifs en question ainsi que les passifs connexes sont comptabilisés au sein du secteur de l'énergie.

Le 20 janvier 2014, la société a conclu une entente prévoyant la vente de ces actifs pour un produit brut total de 190 millions de dollars. Un complément d'information est présenté à la note 27, Événements postérieurs à la date du bilan.

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013			2012		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs¹						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	8 970	5 457	3 513	8 801	5 192	3 609
Postes de compression	3 392	1 961	1 431	3 370	1 880	1 490
Postes de comptage et autres	409	174	235	391	182	209
	12 771	7 592	5 179	12 562	7 254	5 308
En construction	85	–	85	163	–	163
	12 856	7 592	5 264	12 725	7 254	5 471
Réseau de NGTL						
Pipeline	7 813	3 410	4 403	7 214	3 221	3 993
Postes de compression	2 038	1 253	785	1 885	1 177	708
Postes de comptage et autres	947	418	529	958	420	538
	10 798	5 081	5 717	10 057	4 818	5 239
En construction	290	–	290	463	–	463
	11 088	5 081	6 007	10 520	4 818	5 702
ANR						
Pipeline	922	59	863	864	49	815
Postes de compression	635	81	554	514	72	442
Postes de comptage et autres	535	91	444	520	81	439
	2 092	231	1 861	1 898	202	1 696
En construction	67	–	67	63	–	63
	2 159	231	1 928	1 961	202	1 759
Autres gazoducs						
GTN	1 685	488	1 197	1 565	411	1 154
Great Lakes	1 650	833	817	1 544	750	794
Foothills	1 649	1 120	529	1 634	1 062	572
Mexique	641	90	551	536	59	477
Autres ²	1 652	288	1 364	1 548	226	1 322
	7 277	2 819	4 458	6 827	2 508	4 319
En construction	1 047	–	1 047	297	–	297
	8 324	2 819	5 505	7 124	2 508	4 616
	34 427	15 723	18 704	32 330	14 782	17 548
Oléoducs						
Keystone						
Pipeline	5 079	286	4 793	4 828	177	4 651
Matériel de pompage	1 118	82	1 036	1 066	51	1 015
Réservoirs et autres	962	71	891	935	47	888
	7 159	439	6 720	6 829	275	6 554
En construction ³	6 020	–	6 020	3 678	–	3 678
	13 179	439	12 740	10 507	275	10 232
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	1 966	377	1 589	1 799	290	1 509
Centrales alimentées au gaz naturel – autres ^{4,5}	3 061	846	2 215	2 975	746	2 229
Centrales hydroélectriques	673	126	547	634	106	528
Énergie éolienne	946	155	791	907	118	789
Stockage de gaz naturel	677	92	585	677	83	594
Énergie solaire ⁶	226	2	224	–	–	–
Autres	57	30	27	134	86	48
	7 606	1 628	5 978	7 126	1 429	5 697
En construction	54	–	54	136	–	136
	7 660	1 628	6 032	7 262	1 429	5 833
Siège social	191	61	130	154	54	100
	55 457	17 851	37 606	50 253	16 540	33 713

- ¹ En 2013, la société a capitalisé 37 millions de dollars (32 millions de dollars en 2012) au titre de la tranche représentant la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des gazoducs et elle a constaté un montant correspondant dans les intérêts créditeurs et autres.
- ² Ces données comprennent Bison, Portland, North Baja, Tuscarora et Ventures LP.
- ³ Ces données comprennent un montant de 2,6 milliards de dollars se rapportant à Keystone XL au 31 décembre 2013 (2 milliards de dollars en 2012). Keystone XL demeure assujéti aux approbations réglementaires.
- ⁴ Ces données comprennent les installations qui détiennent des CAE à long terme qui sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2013 se sont élevés à respectivement 640 millions de dollars et 78 millions de dollars (respectivement 601 millions de dollars et 55 millions de dollars en 2012). En 2013, des produits de 78 millions de dollars (73 millions de dollars en 2012; 53 millions de dollars en 2011) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- ⁵ Ces données comprennent Halton Hills, Coolidge, Bécancour, Ocean River State Power, Mackay River et d'autres centrales alimentées au gaz naturel.
- ⁶ Ces données comprennent l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en 2013.

8. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2013	Bénéfice (perte) sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2013	2012	2011	2013	2012
Gazoducs						
Northern Border ^{1,2}		66	72	75	557	511
Iroquois	44,5 %	41	41	40	188	174
TQM	50,0 %	13	16	17	76	80
Autres	Divers	25	28	27	62	60
Énergie						
Bruce A ³	48,9 %	202	(149)	33	3 988	4 033
Bruce B ³	31,6 %	108	163	77	377	69
ASTC Power Partnership	50,0 %	110	40	84	41	42
Portlands Energy	50,0 %	31	28	33	343	341
Autres ⁴	Divers	1	18	29	57	54
Oléoducs						
Grand Rapids ⁵	50,0 %	–	–	–	70	2
		597	257	415	5 759	5 366

- ¹ Les résultats reflètent la participation de 50 % dans Northern Border, car la société a intégralement consolidé les résultats de TC PipeLines, LP. En raison de sa participation de 28,9 % (33,3 % en 2012 et en 2011) dans TC PipeLines LP, la participation effective de TransCanada dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 14,5 % au 31 décembre 2013 (16,7 % en 2012 et en 2011).
- ² Au 31 décembre 2013, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établit à 118 millions de dollars US (119 millions de dollars US en 2012) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- ³ Au 31 décembre 2013, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établit à 820 millions de dollars (889 millions de dollars en 2012) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- ⁴ En décembre 2012, TransCanada a fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter sa participation à 100 %. Ces résultats tiennent compte de la tranche de 60 % du bénéfice de participation de la société jusqu'à cette date.
- ⁵ En octobre 2012, TransCanada a conclu une entente de coentreprise avec une tierce partie pour construire ce réseau pipelinier pour le transport de pétrole brut et de diluant entre la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray et la région d'Edmonton/Heartland.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 se sont établies à 725 millions de dollars (436 millions de dollars en 2012; 494 millions de dollars en 2011), dont 120 millions de dollars (60 millions de dollars en 2012; 101 millions de dollars en 2011) représentaient des remboursements de capital et sont inclus dans les montants reportés et autres à l'état consolidé des flux de trésorerie. Le bénéfice provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation non distribué au 31 décembre 2013 se chiffrait à 754 millions de dollars (883 millions de dollars en 2012; 1 062 millions de dollars en 2011).

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Bénéfice			
Produits	4 989	3 860	4 042
Charges d'exploitation et autres charges	(3 536)	(3 090)	(2 989)
Bénéfice net	1 390	717	929
Bénéfice net attribuable à TransCanada	597	257	415
aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
	2013	2012	
Bilan			
Actif à court terme	1 500	1 593	
Actif à long terme	12 158	12 154	
Passif à court terme	(1 117)	(1 187)	
Passif à long terme	(2 507)	(3 787)	

9. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TransCanada qui appliquent la CATR comprennent actuellement les gazoducs canadiens et américains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Les actifs et les 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* (Canada). 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 TransCanada 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 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 2013, TransCanada a reçu la décision de l'ONÉ sur la demande complète déposée par la société et visant à modifier la structure d'entreprise et les modalités de service pour le réseau principal au Canada, y compris la tarification pour 2012 et 2013 (« la décision de l'ONÉ »). Dans sa décision, l'ONÉ approuvait sans les modifier les besoins en produits pour 2011, approuvait les droits imputés en 2012 en tant que droits définitifs, tout écart entre les produits et les coûts pouvant être reportés et recouverts au cours d'exercices

futurs, et établissait les droits pour la période de 2013 à 2017 inclusivement 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 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 compte d'ajustement à long terme (« 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 nos produits et le coût du service pour chaque année comprise dans la période de cinq ans d'application de la décision. La décision donne 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. Une telle circonstance est la présence d'un solde positif dans le CASD, ce qui s'est produit en 2013. En décembre 2013, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande concernant les droits à l'avenir.

Les résultats du réseau principal au Canada en 2012 tiennent compte d'un RCA de 8,08 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, mais font exclusion des revenus incitatifs. En 2011, le réseau principal au Canada était exploité aux termes d'un règlement de cinq ans ayant pris fin en décembre 2011. Ce règlement prévoyait un RCA de 8,08 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et tenait compte des revenus incitatifs.

Réseau de NGTL

Le 1^{er} novembre 2013, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2013-2014 pour le réseau de NGTL. La structure de ce règlement est semblable à celle du règlement pluriannuel précédent et prévoit des coûts annuels fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi qu'un RCA de 10,10 % 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 TransCanada. Le règlement prévoyait en outre une majoration du taux d'amortissement composé pour le porter à 3,05 % en 2013 et à 3,12 % en 2014.

En septembre 2010, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL pour la période allant de 2010 à 2012. Le règlement prévoyait un taux de RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait un montant fixe pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration annuels sur la durée du règlement. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement était imputable à TransCanada. Tous les autres coûts étaient transférables.

Autres gazoducs au Canada

Le modèle d'exploitation de Foothills pour 2012 et 2013 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 2012 et 2013. 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 TransCanada aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act of 1938*, de la *Natural Gas Policy Act of 1978* (« NGA ») et de la *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 entré en vigueur en 1997. ANR Pipeline Company n'est pas tenue

d'effectuer un examen des tarifs actuellement en vigueur avec la FERC à une date quelconque dans l'avenir, mais il ne lui est pas interdit de présenter une demande d'approbation de nouveaux tarifs au besoin. 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 un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 1^{er} juillet 2016. TC Offshore LLC, une autre entité réglementée liée à ANR, a entrepris son exploitation conformément aux tarifs approuvés par la FERC le 1^{er} novembre 2012. TC Offshore LLC est tenue de déposer une analyse de ses coûts et produits afin de justifier ses tarifs actuels fondés sur les coûts après les trois premières années d'exploitation.

Great Lakes

Great Lakes relève de la compétence de la FERC et ce réseau est exploité conformément aux tarifs approuvés par la FERC qui prévoit des tarifs maximaux et minimaux pour divers types de services et donne le droit à Great Lakes d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Jusqu'en octobre 2013, Great Lakes était exploité conformément au règlement tarifaire approuvé par la FERC en juillet 2010. Depuis le 1^{er} novembre 2013, Great Lakes est exploité conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en novembre 2013. Le règlement prévoit un moratoire qui, entre novembre 2013 et mars 2015, interdit à Great Lakes et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts d'ajustement des tarifs, en vertu de la NGA. Great Lakes doit déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard en janvier 2018.

Autres pipelines aux États-Unis

GTN et Bison relèvent de la compétence de la FERC et ces réseaux sont exploités conformément au tarif approuvé par la FERC qui prévoit des tarifs maximaux et minimaux pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, ces deux pipelines ont 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. GTN doit déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard en janvier 2016. Les tarifs de Bison ont été établis conformément à son certificat initial de construction et d'exploitation du pipeline mis en service en janvier 2011. Bison est tenu de déposer une analyse de ses coûts et produits afin de justifier ses tarifs actuels fondés sur les coûts après les trois premières années d'exploitation. Cette analyse devrait être déposée d'ici avril 2014.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 149	1 122	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	16	171	1
Compte d'ajustement à long terme ³	354	80	31
Autres ⁴	258	434	s.o.
	1 777	1 807	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 5)	42	178	
	1 735	1 629	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁵	84	150	1-16
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	5	84	1
Autres ⁴	147	134	s.o.
	236	368	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 13)	7	100	
	229	268	

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

² Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvés par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile suivante. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 76 millions de dollars supérieurs en 2013 (50 millions de dollars inférieurs en 2012; 102 millions de dollars supérieurs en 2011) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

³ Le CALT a été établi conformément à la décision de l'ONÉ et il comprend les montants reportés et recouverts au cours d'exercices futurs. Le CASD, établi également conformément à la décision de l'ONÉ, comprend les variations entre les produits et les coûts. Un solde positif dans le CASD a été réalisé en 2013 et, ainsi que le spécifie la décision de l'ONÉ, le CASD, déduction faite des revenus incitatifs, a été combiné avec le CALT le 31 décembre 2013.

⁴ Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 189 millions de dollars supérieurs en 2013 (13 millions de dollars supérieurs en 2012; 106 millions de dollars inférieurs en 2011) 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 courant 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 que ces gains ou pertes non réalisés fussent inclus dans le bénéfice net.

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 2012	2 693	841	3 534
Variations des taux de change	(58)	(18)	(76)
Solde au 31 décembre 2012	2 635	823	3 458
Variations des taux de change	181	57	238
Solde au 31 décembre 2013	2 816	880	3 696

11. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Projets d'investissement en cours d'aménagement	571	34
CAE	324	376
Actifs et charge d'impôts reportés (note 16)	225	168
Prêts et avances ¹	183	196
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 23)	112	187
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	16	11
Autres	524	434
	1 955	1 406

¹ Au 31 décembre 2013, TransCanada détenait un billet à recevoir de 226 millions de dollars (236 millions de dollars en 2012) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. La tranche à court terme du billet à recevoir, soit 43 millions de dollars (40 millions de dollars en 2012) est incluse dans les autres actifs à court terme.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013			2012		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	585	312	273	585	273	312
Sundance A	225	174	51	225	161	64
	810	486	324	810	434	376

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2012 et en 2011). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour la période de 2014 à 2017 est de 52 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour 2018.

Sundance A

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A avaient été mis hors service et TransAlta Corporation avait invoqué un cas de force majeure. En janvier 2011, TransCanada a contesté cette réclamation, qui a alors été soumise à l'arbitrage. En juillet 2012, TransCanada a été informée de la décision rendue à la suite du processus exécutoire de règlement des différends. Le groupe d'arbitrage exécutoire a déterminé que la CAE ne devrait pas être résiliée et il a instruit TransAlta Corporation de remettre les groupes

électrogènes 1 et 2 en service. Le groupe électrogène 1 a été remis en service en septembre 2013, et le groupe électrogène 2 l'a été par la suite en octobre 2013.

Entre décembre 2010 et mars 2012, TransCanada a constaté les produits et les coûts comme si les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A étaient des interruptions de l'approvisionnement aux termes de la CAE. À la suite de la décision susmentionnée, TransCanada a comptabilisé une charge de 50 millions de dollars avant les impôts en 2012, qui représentait des montants de 20 millions de dollars et de 30 millions de dollars constatés antérieurement respectivement en 2011 et en 2012, puisque ces montants ne sont désormais plus récupérables.

12. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens)	2013		2012	
	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	751	1,2 %	803	1,2 %
En dollars US (1 025 \$ US en 2013; 1 480 \$ US en 2012)	1 091	0,3 %	1 472	0,4 %
	1 842		2 275	

Les billets à payer comprennent le papier commercial émis par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »), TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »), TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») et TransCanada Keystone Pipeline, LP (« TC Keystone ») ainsi que les prélèvements sur les lignes de crédit et les facilités à vue. La facilité de TC Keystone est arrivée à échéance en novembre 2013. Le coût de maintien de la facilité a été de 1,4 million de dollars en 2013 (1 million de dollars en 2012; 4 millions de dollars en 2011).

Au 31 décembre 2013, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 6,2 milliards de dollars (5,3 milliards de dollars en 2012). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance	exercices clos les 31 décembre		
					2013	2012	2011
au 31 décembre 2013					(en millions de dollars canadiens)		
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TCPL	décembre 2018	4	4	2
1 milliard de dollars US	0,8 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TCPL USA garantie par TCPL	novembre 2014	1	1	4
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TAIL garantie par TCPL	novembre 2014	–	–	–
1,1 milliard de dollars	0,3 milliard de dollars	TCPL	Appui de l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires	à vue	–	–	–

13. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Fournisseurs	866	923
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	357	283
Dividendes à payer	338	320
Passifs d'impôts reportés (note 16)	26	–
Passifs réglementaires (note 9)	7	100
Passifs liés aux actifs destinés à la vente (note 6)	5	–
Autres	556	718
	2 155	2 344

14. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	244	482
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	255	186
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	83	72
Garanties (note 26)	18	17
Autres	56	125
	656	882

15. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens)	Dates d'échéance	2013		2012	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2014 à 2020	874	10,9 %	874	10,9 %
En dollars US (400 \$ US en 2013 et 2012)	2021	425	9,9 %	398	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2014 à 2041	4 799	5,7 %	4 549	5,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (12 276 \$ US en 2013; 10 126 \$ US en 2012)	2015 à 2043	13 027	5,0 %	10 057	5,6 %
		19 125		15 878	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2014 à 2024	378	11,5 %	382	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2013 et 2012)	2023	213	7,9 %	199	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2013 et 2012)	2026	34	7,5 %	32	7,5 %
		1 129		1 117	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2013 et 2012)	2021 à 2025	459	8,9 %	430	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2013 et 2012)	2015 à 2035	346	5,5 %	323	5,5 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (380 \$ US en 2013; 312 \$ US en 2012)	2017	404	1,4 %	310	1,5 %
Emprunt à moyen terme					
En dollars US (500 \$ US en 2013)	2018	532	1,4 %	–	–
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (350 \$ US en 2013 et 2012)	2021	372	4,7 %	348	4,7 %
		1 308		658	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (335 \$ US en 2013; 354 \$ US en 2012)	2018 à 2030	356	7,8 %	352	7,8 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (24 \$ US en 2013; 27 \$ US en 2012)	2017	25	4,0 %	27	4,0 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis ²					
En dollars US (110 \$ US en 2013; 129 \$ US en 2012)	2018	117	6,1 %	128	6,1 %
		22 865		18 913	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an					
		973		894	
		21 892		18 019	

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 réglementées de la société, 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 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

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)	2014	2015	2016	2017	2018
Remboursements de capital sur la dette à long terme	973	1 659	2 092	862	1 632

TransCanada PipeLines Limited

En octobre 2013, TCPL a émis pour une valeur de 625 millions de dollars US et de 625 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant respectivement le 16 octobre 2023 et le 16 octobre 2043 et portant intérêt au taux de respectivement 3,75 % et 5,00 %.

En août 2013, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis à 5,05 % d'un montant de 500 millions de dollars US.

En juillet 2013, TCPL a émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets à intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres, échéant le 30 juin 2016 et portant intérêt au taux annuel initial de 0,95 %.

En juillet 2013 également, TCPL a émis des billets à moyen terme pour une valeur de 450 millions de dollars et des billets à moyen terme pour une valeur de 300 millions de dollars échéant respectivement le 19 juillet 2023 et le 15 novembre 2041 et portant intérêt respectivement à 3,69 % et 4,55 % par an.

En juin 2013, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis à 4,0 % d'un montant de 350 millions de dollars US.

En janvier 2013, TCPL a émis pour une valeur de 750 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt à 0,75 %.

En août 2012, TCPL a émis pour une valeur de 1 milliard de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant le 1^{er} août 2022 et portant intérêt à 2,5 %.

En mai 2012, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis à 8,625 % d'un montant de 200 millions de dollars US.

En mars 2012, TCPL a émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant le 2 mars 2015 et portant intérêt à 0,875 %.

En novembre 2011, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 3,65 % et échéant le 15 novembre 2021 pour une valeur de 500 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 4,55 % et échéant le 15 novembre 2041 pour une valeur de 250 millions de dollars.

En mai 2011, TCPL a remboursé des billets à moyen terme à 9,5 % d'un montant de 60 millions de dollars.

En janvier 2011, TCPL a remboursé des billets à moyen terme à 4,3 % d'un montant de 300 millions de dollars.

NOVA Gas Transmission Ltd.

En décembre 2012, NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») a remboursé pour 175 millions de dollars US de débetures à 8,5 %.

Les débetures 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 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'avait été effectué au 31 décembre 2013.

TransCanada PipeLine USA Ltd.

En février 2013, la facilité de crédit consortiale confirmée et renouvelable de TCPL USA de 300 millions de dollars US est venue à échéance.

TC PipeLines, LP

En 2013, TC PipeLines, LP a effectué des prélèvements de 437 millions de dollars US et des remboursements de 369 millions de dollars US sur sa facilité de crédit consortiale renouvelable. Au 31 décembre 2013, le solde impayé de cette facilité était de 380 millions de dollars US (312 millions de dollars US en 2012).

En juillet 2013, TC PipeLines, LP a conclu un accord auprès d'un consortium de prêteurs prévoyant une nouvelle facilité de crédit à moyen terme de 500 millions de dollars US entièrement utilisée, échéant le 1^{er} juillet 2018 et portant intérêt à un taux variable calculé en fonction d'un taux de base majoré de la marge applicable. Une partie du produit du prêt a été affectée au financement partiel de l'acquisition d'une participation de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») ainsi qu'il est décrit à la note 25.

En décembre 2011, TC PipeLines, LP a remboursé un emprunt à terme de 300 millions de dollars US à l'échéance au moyen d'un prélèvement de 312 millions de dollars US sur la facilité de crédit consortiale renouvelable.

En juin 2011, TC PipeLines, LP a émis des billets de premier rang non garantis à 4,65 % d'un montant de 350 millions de dollars US échéant en 2021.

En mai 2011, TC PipeLines, LP a effectué des prélèvements de 61 millions de dollars US sur un prêt-relais et de 125 millions de dollars US sur sa facilité de crédit consortiale renouvelable.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Intérêts sur la dette à long terme	1 216	1 190	1 154
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	65	63	63
Intérêts sur la dette à court terme	12	16	16
Intérêts capitalisés	(287)	(300)	(302)
Amortissement et autres charges financières ¹	(21)	7	6
	985	976	937

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 985 millions de dollars en 2013 (966 millions de dollars en 2012; 926 millions de dollars en 2011) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des intérêts capitalisés dans le cadre des projets de construction.

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Exigibles			
Canada	27	167	212
Pays étrangers	16	14	(2)
	43	181	210
Reportés			
Canada	245	69	139
Pays étrangers	323	216	226
	568	285	365
Charge d'impôts	611	466	575

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Canada	1 224	842	1 176
Pays étrangers	1 298	1 096	1 109
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 522	1 938	2 285

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 522	1 938	2 285
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	25,0 %	25,0 %	26,5 %
Charge d'impôts prévue	631	485	605
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(13)	41	42
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	46	1	(5)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(41)	(40)	(45)
Modifications aux lois fiscales	(25)	–	–
Autres	13	(21)	(22)
Charge d'impôts réelle	611	466	575

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes d'exploitation	826	1 024
Montants reportés	223	112
Autres	128	239
	1 177	1 375
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	4 245	3 817
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	682	578
Impôts sur les besoins en produits futurs	291	283
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	35	159
Autres	170	96
	5 423	4 933
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 246	3 558

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à court terme (note 5)	119	290
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	225	168
	344	458
Passifs d'impôts reportés		
Créditeurs et autres (note 13)	26	–
Passifs d'impôts reportés	4 564	4 016
	4 590	4 016
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 246	3 558

Au 31 décembre 2013, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 026 millions de dollars (865 millions de dollars en 2012) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2014 à 2033.

Au 31 décembre 2013, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 1 432 millions de dollars US (2 174 millions de dollars US en 2012) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2033.

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 182 millions de dollars au 31 décembre 2013 (144 millions de dollars en 2012).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2013, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 202 millions de dollars, déduction faite des remboursements reçus (versements de 190 millions de dollars, déduction faite des remboursements en 2012; remboursements de 84 millions de dollars, déduction faite des versements en 2011).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	49	52	62
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	3	2	9
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(28)	(6)	(7)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	2	9	11
Caducité des délais de prescription	(3)	(8)	(23)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	23	49	52

TransCanada a comptabilisé un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice d'environ 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur 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, TransCanada ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence importante sur ses états financiers.

TransCanada et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2008 inclusivement. La presque totalité des questions d'impôt fédéral d'importance aux États-Unis ont été réglées pour les exercices allant jusqu'à 2007 inclusivement et les questions liées à l'impôt étatique et local ont essentiellement été résolues pour les exercices allant jusqu'à 2007 inclusivement.

TransCanada impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2013 comprend la hausse de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (reprise de 2 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2012; reprise de 12 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2011). Au 31 décembre 2013, la société avait constaté 6 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 2012).

17. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2013		2012	
		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 2013 et 2012)	2067	1 063	6,5 %	994	6,5 %

Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échoient en 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 de trois mois, majoré de 221 points de base. La société peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une période allant jusqu'à dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de 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. 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, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. 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. En présence 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.

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)	2013	2012
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP ¹	1 323	953
Actions privilégiées de TCPL	194	389
Participation sans contrôle dans Portland ²	94	83
	1 611	1 425

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)	2013	2012	2011
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP ¹	93	91	101
Actions privilégiées de TCPL	20	22	22
Participation sans contrôle dans Portland ²	12	5	6
	125	118	129

¹ En mai 2013, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 66,7 % à 71,1 % à la suite de l'émission de titres de participation en faveur de participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP. En juillet 2013, TransCanada a vendu à TC PipeLines, LP ses participations de 45 % dans les pipelines de GTN LLC et Bison LLC (voir la note 25). La participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP s'est établie à 61,8 % de janvier 2010 à mai 2011 et à 66,7 % de mai 2011 à mai 2013.

² Au 31 décembre 2013, la participation sans contrôle dans Portland représentait la participation de 38,3 % (38,3 % en 2012 et en 2011) non détenue par TransCanada.

Actions privilégiées de TCPL

aux 31 décembre	Nombre d'actions	Taux annuel de dividende par action	Prix de rachat par action	2013	2012
	(en milliers)			(en millions de dollars canadiens) ¹	(en millions de dollars canadiens) ¹
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif d'une filiale					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	–	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				194	389

¹ Déduction faite des commissions de prise ferme et des impôts reportés.

En octobre 2013, TCPL a racheté la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,5907 \$ représentant les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

Le 27 janvier 2014, TCPL a annoncé le rachat de la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série Y en circulation au prix de 50 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés. Il y a lieu de se reporter à la note 27 pour un complément d'information.

Dividendes en trésorerie

Des dividendes en trésorerie de 22 millions de dollars ont été versés sur les actions privilégiées de série U et de série Y en 2013 (22 millions de dollars en 2012 et en 2011).

En 2013, TransCanada a tiré des honoraires de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2012; 2 millions de dollars en 2011) et de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2012 et en 2011) pour les services fournis respectivement à TC PipeLines, LP et à Portland.

19. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2011	696 230	11 745
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	5 371	202
Exercice d'options	2 260	64
En circulation au 31 décembre 2011	703 861	12 011
Exercice d'options	1 600	58
En circulation au 31 décembre 2012	705 461	12 069
Exercice d'options	1 980	80
En circulation au 31 décembre 2013	707 441	12 149

Actions ordinaires émises et en circulation

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

Bénéfice net par action

Le bénéfice net par action est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Au cours de l'exercice, un nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a servi à calculer le bénéfice de base et le bénéfice dilué par action. La hausse du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action s'explique par les options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TransCanada.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)	2013	2012	2011
De base	706,7	704,6	701,6
Dilué	707,7	705,7	702,8

Options sur actions

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Options pouvant être exercées
	(en milliers)		(en milliers)
En cours au 1 ^{er} janvier 2011	8 406	32,57 \$	6 458
Attribuées	970	38,02 \$	
Exercées	(2 260)	25,86 \$	
Frappées d'extinction	(16)	35,83 \$	
En cours au 31 décembre 2011	7 100	35,44 \$	5 165
Attribuées	1 978	42,03 \$	
Exercées	(1 600)	33,13 \$	
Frappées d'extinction	(44)	36,55 \$	
En cours au 31 décembre 2012	7 434	37,69 \$	4 588
Attribuées	1 939	47,09 \$	
Exercées	(1 980)	36,12 \$	
En cours au 31 décembre 2013	7 393	40,57 \$	3 954

Les options sur actions en cours au 31 décembre 2013 s'établissent comme suit :

Fourchette des prix d'exercice	Options en cours			Options pouvant être exercées		
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir
	(en milliers)		(en années)	(en milliers)		(en années)
30,10 \$ à 36,26 \$	1 725	33,72 \$	2,5	1 725	33,72 \$	2,5
36,90 \$ à 41,65 \$	1 781	38,52 \$	3,7	1 516	38,60 \$	3,5
41,95 \$ à 45,29 \$	1 948	42,03 \$	5,2	690	42,03 \$	5,2
47,09 \$	1 939	47,09 \$	6,1	23	47,09 \$	6,1
	7 393	40,57 \$	4,3	3 954	37,12 \$	3,1

Au 31 décembre 2013, 10,5 millions d'actions ordinaires supplémentaires étaient réservées pour émission future conformément au régime d'options sur actions de TransCanada. La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées pour l'achat d'actions ordinaires conformément au régime d'options sur actions de la

société a été établie à 5,74 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (5,08 \$ en 2012; 2,94 \$ en 2011). La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis à raison de 33,3 % à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur.

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

	2013	2012	2011
Durée (en années)	6,0	5,9	4,0
Taux d'intérêt	1,7 %	1,6 %	2,1 %
Volatilité ¹	18 %	19 %	14 %
Rendement de l'action	3,7 %	4,2 %	4,3 %
Taux d'extinction	15 %	15 %	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 6 millions de dollars en 2013 (5 millions de dollars en 2012 et en 2011).

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2013	2012	2011
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	25 \$	18 \$	34 \$
Juste valeur des options aux droits acquis	65 \$	49 \$	42 \$
Total des options aux droits acquis	1,3 million	1,0 million	0,9 million

Au 31 décembre 2013, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 45 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 59 millions de dollars.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TransCanada est conçu de manière à accorder au conseil le temps nécessaire pour explorer et élaborer d'autres propositions visant à maximiser la valeur actionnariale advenant que la société soit visée par une offre publique d'achat et à favoriser le traitement équitable des actionnaires, le cas échéant. Chaque action ordinaire est assortie d'un droit qui, dans certaines circonstances, permet à certains actionnaires d'acquérir deux actions ordinaires de la société pour le cours d'une.

Dividendes en trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2013	2012	2011
Dividendes en trésorerie payés, déduction faite du régime de réinvestissement des dividendes	1 285	1 226	961
Dividendes en trésorerie payés par action ordinaire	1,82 \$	1,74 \$	1,66 \$

Régime de réinvestissement des dividendes

Le régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») de la société permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires ou privilégiées de TransCanada et d'actions privilégiées de TCPL de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires de

TransCanada. Depuis la date de déclaration du dividende d'avril 2011, les dividendes à payer aux actionnaires qui participent au RRD sont versés sous forme d'actions ordinaires achetées sur le marché libre en fonction de la moyenne pondérée du prix d'achat de ces actions ordinaires. Auparavant, les actions ordinaires émises en remplacement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD étaient émises sur le capital autorisé à un escompte sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. En 2010, l'escompte avait été établi à 3 %, et il a été ramené à 2 % à partir des dividendes déclarés en février 2011, puis éliminé entièrement en avril 2011. En 2011, TransCanada a émis 5,4 millions d'actions ordinaires sur le capital autorisé conformément au RRD plutôt que d'effectuer des versements de dividendes en trésorerie de 202 millions de dollars.

20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions autorisées et en circulation	Taux annuel de dividende par action	Prix de rachat par action	2013	2012
	(en milliers)			(en millions de dollars canadiens) ¹	(en millions de dollars canadiens) ¹
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série 1	22 000	1,15 \$	25,00 \$	539	539
Série 3	14 000	1,00 \$	25,00 \$	343	343
Série 5	14 000	1,10 \$	25,00 \$	342	342
Série 7	24 000	1,00 \$	25,00 \$	589	–
				1 813	1 224

¹ Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,15 \$ par action par année, payables trimestriellement, pour la période de cinq ans initiale se terminant le 31 décembre 2014. Le taux de dividende sera ajusté le 31 décembre 2014 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur et de 1,92 %. Les actions privilégiées de série 1 sont rachetables par TransCanada le 31 décembre 2014 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite au prix de 25,00 \$ l'action majoré de tous les dividendes courus et impayés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 2 le 31 décembre 2014 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 2 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un rendement égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours en vigueur et de 1,92 %.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,00 \$ par action par année, payables trimestriellement, pour la période de cinq ans initiale se terminant le 30 juin 2015. Le taux de dividende sera ajusté le 30 juin 2015 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur et de 1,28 %. Les actions privilégiées de série 3 sont rachetables par TransCanada le 30 juin 2015 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite au prix de 25,00 \$ l'action majoré de tous les dividendes courus et impayés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 le 30 juin 2015 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 4 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs

trimestriels à taux variable pour un rendement égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours en vigueur et de 1,28 %.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,10 \$ par action par année, payables trimestriellement, pour la période de cinq ans et demi initiale se terminant le 30 janvier 2016. Le taux de dividende sera ajusté le 30 janvier 2016 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur et de 1,54 %. Les actions privilégiées de série 5 sont rachetables par TransCanada le 30 janvier 2016 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite au prix de 25,00 \$ l'action majoré de tous les dividendes courus et impayés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6 le 30 janvier 2016 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 6 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un rendement égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours en vigueur et de 1,54 %.

En mars 2013, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 24 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 7 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 600 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,00 \$ par action par année, payables trimestriellement, pour la période de six ans initiale se terminant le 30 avril 2019. Le taux de dividende sera ajusté le 30 avril 2019 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur et de 2,38 %. Les actions privilégiées de série 7 sont rachetables par TransCanada le 30 avril 2019 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite au prix de 25,00 \$ l'action majoré de tous les dividendes courus et impayés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 8 le 30 avril 2019 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 8 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours alors en vigueur et de 2,38 %.

Dividendes en trésorerie

La société a versé sur les actions privilégiées les dividendes en trésorerie suivants :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2013		2012		2011	
	Paiements de dividendes en trésorerie ¹	Taux annuel de dividende par action	Paiements de dividendes en trésorerie	Taux annuel de dividende par action	Paiements de dividendes en trésorerie (déduction faite du RRD)	Taux annuel de dividende par action
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif						
Série 1	25	1,15 \$	25	1,15 \$	25	1,15 \$
Série 3	14	1,00 \$	14	1,00 \$	14	1,00 \$
Série 5	16	1,10 \$	16	1,10 \$	16	1,10 \$
Série 7	16 ²	1,00 \$ ²	–	–	–	–
	71		55		55	

¹ Au 31 décembre 2013, des dividendes déclarés mais non encore payés de 10 millions de dollars (4 millions de dollars en 2012) étaient inclus dans les crédettes et autres (note 13). Le montant à payer a été acquitté le 30 janvier 2014.

² Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le taux de dividende en trésorerie était établi au prorata à 0,65 \$ par action.

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 2013 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets 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 des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	313	(79)	234
Autres éléments du résultat étendu	570	10	580

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	(97)	(32)	(129)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	59	(15)	44
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	61	(13)	48
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	219	(81)	138
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(104)	31	(73)
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	22	–	22
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(93)	23	(70)
Autres éléments du résultat étendu	67	(87)	(20)

exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	108	29	137
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(101)	28	(73)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(318)	106	(212)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	224	(77)	147
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(119)	30	(89)
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	13	(3)	10
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(94)	3	(91)
Autres éléments du résultat étendu	(287)	116	(171)

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

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2011	(683)	(226)	(157)	(177)	(1 243)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	40	(213)	(89)	(83)	(345)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	–	137	10	(8)	139
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	40	(76)	(79)	(91)	(206)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2011	(643)	(302)	(236)	(268)	(1 449)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(64)	48	(73)	(67)	(156)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	–	138	22	(3)	157
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(64)	186	(51)	(70)	1
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2012	(707)	(116)	(287)	(338)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement²	78	71	67	219	435
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu³	–	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)

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 66 millions de dollars en 2013 (pertes de 21 millions de dollars en 2012; gains de 35 millions de dollars en 2011).

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 81 millions de dollars (50 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2013. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	2013	2012	
Couvertures de flux de trésorerie			
Installations énergétiques et gaz naturel	(44)	(201)	Produits (énergie)
Intérêts	(16)	(18)	Intérêts débiteurs
	(60)	(219)	Bénéfice avant les impôts
	19	81	Charge d'impôts
	(41)	(138)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement de la perte nette ²	(34)	(22)	Total avant les impôts
	11	–	Bénéfice avant les impôts
	(23)	(22)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice tiré de la participation	(20)	5	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	5	(2)	Charge d'impôts
	(15)	3	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 coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans (neuf ans en 2012; huit ans en 2011).

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 coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'espérance de vie des anciens employés, durée qui était d'environ 11 ans au 31 décembre 2013 (12 ans en 2012 et en 2011). En 2013, la société a passé en charges un montant de 29 millions de dollars (24 millions de dollars en 2012; 23 millions de dollars en 2011) 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)	2013	2012	2011
Régimes PD	79	83	62
Régimes d'avantages sociaux, postérieurs au départ à la retraite	6	7	8
Régimes d'épargne et CD	29	24	23
	114	114	93

En 2013, la société avait fourni une lettre de crédit de 59 millions de dollars pour le régime PD canadien (48 millions de dollars en 2012; 27 millions de dollars canadiens en 2011), pour un total de 134 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, à des fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2014, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2015.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2013	2012	2013	2012
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	2 142	1 836	186	170
Coût des services rendus	84	66	2	2
Intérêts débiteurs	96	94	7	8
Cotisations des employés	4	4	–	1
Prestations versées	(83)	(79)	(7)	(9)
(Gain) perte actuariel(le)	(39)	227	(2)	16
Variations du taux de change	20	(6)	5	(2)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	2 224	2 142	191	186
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 825	1 656	32	29
Rendement réel des actifs des régimes	313	165	2	4
Cotisations de l'employeur ²	79	83	6	7
Cotisations des employés	4	4	–	1
Prestations versées	(83)	(79)	(7)	(9)
Variations du taux de change	14	(4)	2	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	2 152	1 825	35	32
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(72)	(317)	(156)	(154)

¹ L'obligation au titre des prestations pour le régime 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 134 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation.

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		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2013	2012	2013	2012
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	–	–	16	11
Autres passifs à long terme (note 14)	(72)	(317)	(172)	(165)
	(72)	(317)	(156)	(154)

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 de l'actif des régimes susmentionnées.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2013	2012	2013	2012
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(2 224)	(2 142)	(172)	(165)
Juste valeur des actifs des régimes	2 152	1 825	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(72)	(317)	(172)	(165)

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.

L'obligation au titre des prestations constituées pour tous les régimes de retraite PD s'établissait à 2 039 millions de dollars au 31 décembre 2013 (1 966 millions de dollars en 2012).

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)	2013	2012
Obligation au titre des prestations constituées	(2 039)	(1 966)
Juste valeur des actifs des régimes	2 152	1 825
Situation de capitalisation – surplus (déficit) des régimes	113	(141)

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Obligation au titre des prestations constituées	(569)	(1 966)
Juste valeur des actifs des régimes	537	1 825
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(32)	(141)

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 :

Catégorie d'actifs

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée ¹
	2013	2012	2013
Titres d'emprunt	31 %	36 %	25 % à 35 %
Titres de participation	69 %	64 %	50 % à 70 %
Autres actifs	–	–	5 % à 15 %
	100 %	100 %	

¹ La ventilation ciblée a été révisée en novembre 2013 et l'agencement de placements est ajusté en conséquence.

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	
	2013	2012	2013	2012
Titres d'emprunt	2	2	0,1 %	0,1 %
Titres de participation	2	3	0,1 %	0,2 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées 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 valeur de marché par voie de référence aux prix observés disponibles, 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 qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Il y a lieu de se reporter à la note 23 pour un complément d'information sur la hiérarchie de la juste valeur.

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 de la juste valeur.

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	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	17	–	–	–	–	17	17	1 %	1 %
Titres de participation :										
Canada	474	400	170	113	–	–	644	513	29 %	28 %
États-Unis	423	309	37	38	–	–	460	347	21 %	19 %
International	36	31	330	263	–	–	366	294	17 %	16 %
Mondial	–	–	14	13	–	–	14	13	1 %	–
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	–	–	304	314	–	–	304	314	14 %	17 %
Provincial	–	–	154	161	–	–	154	161	7 %	9 %
Municipal	–	–	6	5	–	–	6	5	–	–
Entreprises	–	–	77	65	–	–	77	65	3 %	4 %
Obligations des États-Unis :										
État	–	–	33	33	–	–	33	33	2 %	2 %
Entreprises	–	–	48	45	–	–	48	45	2 %	2 %
International :										
Entreprises	–	–	20	9	–	–	20	9	1 %	– %
Titres adossés à des créances immobilières	–	–	26	22	–	–	26	22	1 %	1 %
Autres placements :										
Fonds de capital-investissement	–	–	–	–	18	19	18	19	1 %	1 %
	950	757	1 219	1 081	18	19	2 187	1 857	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 2011	20
Pertes réalisées et non réalisées	(1)
Solde au 31 décembre 2012	19
Achats et ventes	(4)
Gains réalisés et non réalisés	3
Solde au 31 décembre 2013	18

En 2014, 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 6 millions de dollars et 34 millions de dollars. De plus, la société prévoit fournir une lettre de crédit de 47 millions de dollars en faveur du régime PD canadien.

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	Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2014	93	9
2015	100	9
2016	106	10
2017	112	11
2018	118	11
Période de 2019 à 2023	684	58

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 2013. 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 de retraite sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2013	2012	2013	2012
Taux d'actualisation	4,95 %	4,35 %	5,00 %	4,35 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	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			Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Taux d'actualisation	4,35 %	5,05 %	5,55 %	4,35 %	5,10 %	5,60 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,70 %	6,70 %	6,95 %	4,60 %	6,40 %	6,40 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,15 %	3,10 %	-	-	-

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 7,5 % pour 2014. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2020 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	–
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	18	(15)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Coût des services rendus	84	66	54	2	2	2
Intérêts débiteurs	96	94	91	7	8	9
Rendement prévu des actifs des régimes	(120)	(113)	(114)	(2)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	30	18	10	2	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	2	–	1	–
Amortissement de l'actif réglementaire	30	19	12	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Coût net des prestations constaté	122	86	55	12	13	13

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)	2013		2012		2011	
	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	236	32	362	33	282	29
Coût des prestations au titre des services passés	3	1	5	2	7	2
	239	33	367	35	289	31

La perte nette et les coûts des prestations au titre des services passés estimatifs pour les régimes PD qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations en 2014 s'établissent à respectivement 36 millions de dollars et 2 millions de dollars. La perte nette et les coûts des prestations au titre des services passés estimatifs pour les 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 2014 s'établissent à respectivement 2 millions de dollars et néant.

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)	2013		2012		2011	
	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	(30)	(2)	(19)	(1)	(10)	(1)
Amortissement des coûts au titre des services passés reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	(2)	–	(2)	–	(2)	–
Ajustement de la situation de capitalisation	(96)	–	99	5	113	6
	(128)	(2)	78	4	101	5

23. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

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

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

La société aménage d'importants projets d'infrastructures 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 peut 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. TransCanada 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, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel. 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 terme 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

TransCanada 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 TransCanada 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 TransCanada provenant des secteurs des gazoducs, des oléoducs et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, la fluctuation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TransCanada. 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 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 sont attribuables à certains de ses actifs réglementés, en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

La dette de TransCanada 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 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 (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2013	2012
Valeur comptable	14 200 (13 400 US)	11 100 (11 200 US)
Juste valeur	16 000 (15 000 US)	14 300 (14 400 US)

Instruments dérivés désignés comme couverture de l'investissement net

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2013		2012	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2014 à 2019) ²	(201)	3 800 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2014)	(11)	850 US	–	250 US
	(212)	4 650 US	82	4 050 US

¹ Les justes valeurs se rapprochent des valeurs comptables.

² Les intérêts débiteurs de 2013 comprennent des gains réalisés nets de 29 millions de dollars (gains de 30 millions de dollars en 2012) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir les investissements nets de la société dans des établissements étrangers au bilan s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Autres actifs à court terme (note 5)	5	71
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	–	47
Créditeurs et autres (note 13)	(50)	(6)
Autres passifs à long terme (note 14)	(167)	(30)
	(212)	82

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 TransCanada – la société surveille et gère la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et elle réduit son exposition à ce risque au besoin 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 toutefois aucune certitude que ces mesures protégeront la société contre des pertes importantes.

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, aux placements en portefeuille constatés à leur 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 du coût réel d'entrée. Au 31 décembre 2013, 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.

Au 31 décembre 2013, la concentration du risque de crédit de la société était de 240 millions de dollars (259 millions de dollars en 2012) à recevoir d'une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

TransCanada est exposée à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous 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.

Instruments financiers

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments non dérivés, sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels de la société, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exceptions comptables.

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 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. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs

et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme et ces instruments seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-dessous 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 tous classés dans le niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013		2012	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billet à recevoir et autres ¹	226	269	237	286
Actifs disponibles à la vente ²	47	47	44	44
Dette à court terme et à long terme ^{3,4} (note 15)	(22 865)	(26 134)	(18 913)	(24 573)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	(1 063)	(1 093)	(994)	(1 054)
	(23 655)	(26 911)	(19 626)	(25 297)

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 Les actifs disponibles à la vente sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé.

³ La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2012) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

⁴ Le bénéfice net consolidé de 2013 comprend des pertes de 5 millions de dollars (pertes de 10 millions de dollars en 2012) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 200 millions de dollars US au 31 décembre 2013 (350 millions de dollars US en 2012). 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.

Les tableaux qui suivent présentent en détail les échéances contractuelles à venir pour les passifs financiers non dérivés de TransCanada, y compris les flux de trésorerie au titre du capital et des intérêts au 31 décembre 2013.

Remboursements de capital contractuels liés aux passifs financiers non dérivés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Billets à payer (note 12)	1 842	1 842	–	–	–
Dette à long terme (note 15)	22 865	973	3 751	2 494	15 647
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	1 063	–	–	–	1 063
	25 770	2 815	3 751	2 494	16 710

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers non dérivés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Dette à long terme (note 15)	16 798	1 254	2 315	2 111	11 118
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	3 614	68	135	135	3 276
	20 412	1 322	2 450	2 246	14 394

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 bénéfiques qui repose sur les taux du marché à la fin de l'exercice et applique un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel, ainsi que des actifs disponibles à la vente, est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou selon d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Dans la mesure du possible, les instruments dérivés sont désignés en tant que couverture, mais 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 et ils sont inscrits à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont 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 déclaré puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer considérablement d'une période à l'autre.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Autres actifs à court terme (note 5)	395	259
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	112	187
Créditeurs et autres (note 13)	(357)	(283)
Autres passifs à long terme (note 14)	(255)	(186)
	(105)	(23)

Sommaire des instruments dérivés pour 2013

Le sommaire des instruments dérivés, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établit comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	265 \$	73 \$	– \$	8 \$
Passifs	(280)\$	(72)\$	(12)\$	(7)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	29 301	88	–	–
Ventes	28 534	60	–	–
En dollars CA	–	–	–	400
En dollars US	–	–	1 015 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁴	19 \$	17 \$	(10)\$	– \$
Pertes nettes réalisées de l'exercice ⁴	(49)\$	(13)\$	(9)\$	– \$
Dates d'échéance	2014-2017	2014-2016	2014	2014-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	150 \$	– \$	– \$	6 \$
Passifs	(22)\$	– \$	(1)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	9 758	–	–	–
Ventes	6 906	–	–	–
En dollars US	–	–	16 US	350 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(19)\$	(2)\$	– \$	5 \$
Dates d'échéance	2014-2018	–	2014	2015-2018

¹ Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont 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.

² La juste valeur est égale à la valeur comptable.

³ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpj³.

⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des 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. La tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

⁵ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 5 millions de dollars et une valeur nominale de 200 millions de dollars US. En 2013, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 6 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2013, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

⁶ En 2013, 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.

Sommaire des instruments dérivés pour 2012

Le sommaire des instruments dérivés, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établit comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	139 \$	88 \$	1 \$	14 \$
Passifs	(176)\$	(104)\$	(2)\$	(14)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	31 135	83	–	–
Ventes	31 066	65	–	–
En dollars CA	–	–	–	620
En dollars US	–	–	1 408 US	200 US
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(30)\$	2 \$	(1)\$	– \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	5 \$	(10)\$	26 \$	– \$
Dates d'échéance	2013-2017	2013-2016	2013	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	76 \$	– \$	– \$	10 \$
Passifs	(97)\$	(2)\$	(38)\$	– \$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	15 184	1	–	–
Ventes	7 200	–	–	–
En dollars US	–	–	12 US	350 US
Swaps de devises	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(130)\$	(23)\$	– \$	7 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2013-2014	2013-2015

¹ Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont 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.

² La juste valeur est égale à la valeur comptable.

- ³ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.
- ⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des 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. La tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- ⁵ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. En 2012, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 7 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2012, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- ⁶ En 2012, 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.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 21) visés par 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)	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Électricité	117	83
Gaz Naturel	(1)	(21)
Change	5	(1)
	121	61
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Électricité ²	40	147
Gaz Naturel ²	4	54
Intérêts	16	18
	60	219
Gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Électricité	8	7
	8	7

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

² Montant constaté dans les produits du secteur de l'énergie 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. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. TransCanada a choisi de présenter au bilan 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 2013 (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			
Électricité	415	(277)	138
Gaz naturel	73	(61)	12
Change	5	(5)	–
Intérêts	14	(2)	12
	507	(345)	162
Instruments dérivés – passifs			
Électricité	(302)	277	(25)
Gaz naturel	(72)	61	(11)
Change	(230)	5	(225)
Intérêts	(8)	2	(6)
	(612)	345	(267)

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

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2013, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 67 millions de dollars et des lettres de crédit de 85 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 11 millions de dollars et des lettres de crédit de 32 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2013.

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 2012 :

au 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Électricité	215	(132)	83
Gaz Naturel	88	(83)	5
Change	119	(37)	82
Intérêts	24	(6)	18
	446	(258)	188
Instruments dérivés – passifs			
Électricité	(273)	132	(141)
Gaz Naturel	(106)	83	(23)
Change	(76)	37	(39)
Intérêts	(14)	6	(8)
	(469)	258	(211)

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

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2012, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 189 millions de dollars et des lettres de crédit de 45 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 2 millions de dollars et des lettres de crédit de 5 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2012.

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 assurances 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 2013, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2012) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2013, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012). 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 de la juste valeur

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 de la juste valeur.

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	<p>Évaluation fondée 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 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 bénéfiques et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base pour l'électricité et le gaz naturel lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.</p> <p>En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. Les prix de l'électricité à long terme sont 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 nous exerçons nos activités.</p> <p>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 sont 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 ou toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel devrait ou pourrait 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 de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2013, est classée comme suit :

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	411	4	415
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	48	25	–	73
Contrats de change	–	5	–	5
Contrats sur taux d'intérêt	–	14	–	14
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	(299)	(3)	(302)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(50)	(22)	–	(72)
Contrats de change	–	(230)	–	(230)
Contrats sur taux d'intérêt	–	(8)	–	(8)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	–	47	–	47
	(2)	(57)	1	(58)

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 2013.

La juste valeur des actifs et des passifs de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2012, est classée comme suit :

au 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	213	2	215
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	75	13	–	88
Contrats de change	–	119	–	119
Contrats sur taux d'intérêt	–	24	–	24
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	(269)	(4)	(273)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(95)	(11)	–	(106)
Contrats de change	–	(76)	–	(76)
Contrats sur taux d'intérêt	–	(14)	–	(14)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	–	44	–	44
	(20)	43	(2)	21

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 2012.

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 de la juste valeur :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2013	2012
Solde au début de l'exercice	(2)	(15)
Règlements	–	(1)
Transferts du niveau 3	(2)	(21)
Total des (pertes) gains comptabilisés dans le bénéfice net	(1)	11
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	6	24
Solde à la fin de l'exercice¹	1	(2)

¹ Les produits du secteur de l'énergie comprennent des gains ou des pertes non réalisés de néant (1 million de dollars en 2012) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2013.

Une augmentation ou une diminution 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 2013.

24. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
(Augmentation) diminution des débiteurs	(54)	67	(15)
(Augmentation) diminution des stocks	(30)	27	3
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	40	66	(27)
(Diminution) augmentation des créditeurs et autres	(290)	127	266
Augmentation des intérêts courus	8	–	8
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(326)	287	235

25. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Énergie

Énergie solaire en Ontario

En 2011, TransCanada avait convenu d'acheter, en contrepartie d'environ 500 millions de dollars, neuf installations d'énergie solaire en Ontario auprès de Canadian Solar Solutions Inc., ayant une capacité cumulée de 86 MW. Aux termes de l'entente, TransCanada se portera acquéreur de chacune des installations après leur entrée en exploitation, une fois les travaux de construction terminés et les essais de réception effectués, conformément aux termes de CAE de 20 ans conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis en Ontario.

En 2013, TransCanada a fait l'acquisition des quatre premières centrales au prix de 216 millions de dollars. TransCanada a évalué les actifs et les passifs acquis à la juste valeur et la presque totalité du prix d'achat a été imputée aux immobilisations corporelles; aucun écart d'acquisition n'a été constaté.

TransCanada prévoit que les autres installations entreront en service et seront acquises d'ici la fin de 2014.

CrossAlta

En décembre 2012, TransCanada avait acheté la participation de 40 % de BP dans les actifs de l'installation de Crossfield Gas Storage et la participation de BP dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (collectivement,

« CrossAlta ») en contrepartie de 214 millions de dollars en trésorerie, déduction faite de la trésorerie acquise, et la société détient et exploite désormais 100 % de ces installations.

La société a évalué les actifs et passifs acquis à leur juste valeur et l'opération n'a donné lieu à aucun écart d'acquisition. Au moment de l'acquisition, TransCanada a commencé à consolider les résultats de CrossAlta. Avant l'acquisition, TransCanada suivait la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour sa participation de 60 % dans CrossAlta.

Gazoducs

TC PipeLines, LP

En juillet 2013, TransCanada a réalisé la vente d'une participation de 45 % dans GTN LLC et dans Bison LLC à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US. Le prix d'achat comprenait une dette à long terme de 146 millions de dollars US, soit 45 % de l'encours de la dette de GTN LLC ainsi que les ajustements de clôture habituels. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

En mai 2013, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 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 après les frais d'émission. TransCanada a investi un montant d'environ 8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 %, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, la participation de TransCanada 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 mai 2011, TransCanada a réalisé la vente d'une participation de 25 % dans GTN LLC et dans Bison LLC à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US. Le prix d'achat comprenait une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC, plus les ajustements de clôture habituels.

En mai 2011, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne visant 7 245 000 parts ordinaires au prix de 47,58 \$ US la part pour un produit brut d'environ 345 millions de dollars US et un produit net de 331 millions de dollars US après les frais d'émission. TransCanada a fait un apport de capital d'environ 7 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2% et la société n'a pas acheté de parts supplémentaires. À la suite de l'émission des parts ordinaires, la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 % et un gain de dilution de 30 millions de dollars après les impôts (50 millions de dollars avant les impôts) a été constaté dans le surplus d'apport.

26. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2014	98	8	90
2015	97	7	90
2016	92	5	87
2017	86	5	81
2018	82	3	79
2019 et par la suite	325	–	325
	780	28	752

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 dix ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2013 se sont élevées à 98 millions de dollars (84 millions de dollars en 2012; 79 millions de dollars en 2011).

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TransCanada 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 à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus dans le tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quote-part de TransCanada des paiements aux termes des CAE en 2013 était de 242 millions de dollars (238 millions de dollars en 2012; 309 millions de dollars en 2011). Les capacités de production et les dates d'échéances des CAE s'établissent comme suit :

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

TransCanada 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 contrats signés relativement 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 2013, TransCanada devrait engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,3 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2012), principalement pour les coûts des travaux de construction liés au réseau de NGTL et à d'autres projets de gazoducs.

Au 31 décembre 2013, la société devait engager, dans le secteur des oléoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,5 milliards de dollars (1,7 milliard de dollars en 2012) principalement pour les coûts de construction de Keystone XL et du projet de Grand Rapids.

Au 31 décembre 2013, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 0,1 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars en 2012) se rapportant principalement aux dépenses en immobilisations pour la centrale de Napanee.

Au 31 décembre 2013, la société s'était engagée à acheter les cinq autres installations d'énergie solaire auprès de Canadian Solar Solutions Inc. en contrepartie d'environ 280 millions de dollars.

Éventualités

TransCanada est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2013, la société avait constaté quelque 32 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012; 49 millions de dollars en 2011) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actuelle 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 qui se poursuivent pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. 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 n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TransCanada et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à une entente de sous-location ainsi qu'à certaines autres obligations financières. 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 ou 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 TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation, sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est 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	2013		2012	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	629	8	897	10
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	51	10	89	7
		680	18	986	17

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

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

27. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Actions privilégiées

Le 20 janvier 2014, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9 au prix de 25 \$ l'action pour un produit brut de 450 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action par année, payables trimestriellement, pour la période initiale à taux fixe se terminant le 30 octobre 2019. Le taux de dividende sera ajusté le 30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur et de 2,35 %. Les actions privilégiées de série 9 sont rachetables par TransCanada le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite au prix de 25,00 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 ou le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 10 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours en vigueur et de 2,35 %.

Vente des actifs de Cancarb

Le 20 janvier 2014, TransCanada a conclu une entente prévoyant la vente de Cancarb Limited et de sa centrale électrique apparentée pour un produit brut de 190 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture. L'opération devrait être réalisée vers la fin du premier trimestre de 2014, sous réserve de diverses approbations. Les actifs connexes ont été classés comme actifs destinés à la vente au 31 décembre 2013 (note 6).

Rachat d'actions privilégiées de TCPL

Le 27 janvier 2014, TCPL a annoncé le rachat de la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation le 5 mars 2014 au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,2455 \$ au titre des dividendes courus et impayés à la date de rachat visée. Les actions de série Y en circulation ont une valeur nominale totale de 200 millions de dollars et elles sont assorties d'un dividende annualisé global de 11,2 millions de dollars.